

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA POLITÉCNICA

**PROJETO E ESTUDO DE PROTEÇÃO DE UMA USINA  
FOTOVOLTAICA *ON-GRID* DE 3,0 MW**

Porto Alegre, 20 de novembro de 2024

**Autor: Leonardo Celestino Girardi de Souza**

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Curso de Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS - Brasil

Email: leonardo.girardi@acad.pucrs.br

**Orientador: Prof. Aquiles Rossoni**

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul

Av. Ipiranga, 6681 - Prédio 30 - Bloco F - Sala 204 - CEP: 90619-900 - Porto Alegre - RS -  
Brasil

Email: aquiles.rossoni@pucrs.br

## RESUMO

Com o crescente interesse na utilização de energia renovável, a energia solar fotovoltaica tem se destacado como uma alternativa sustentável e viável para suprir a demanda energética. Nesse contexto, a proteção adequada dos sistemas fotovoltaicos é fundamental para garantir a segurança e eficiência do sistema como um todo. O presente trabalho aborda o projeto e estudo de proteção para uma usina fotovoltaica de minigeração de 3,0 MW. Para garantir a proteção do sistema, são considerados vários aspectos, incluindo proteção contra surtos de tensão, curto-circuito e sobretensões, bem como a coordenação adequada dos dispositivos de proteção. O trabalho tem como objetivo realizar uma análise dos componentes e dispositivos de proteção utilizados, levando em conta as características específicas da usina fotovoltaica de 3,0 MW. Para isso, são selecionados e dimensionados módulos fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos, condutores, dispositivos de proteção contra sobretensões, dispositivos de proteção contra sobrecorrente, disjuntores e fusíveis, de acordo com as normas técnicas e regulamentações vigentes. Ao longo do projeto, foram realizados estudos de curto-circuito e coordenação de proteção, utilizando ferramentas de simulação e cálculos específicos. Esses estudos permitiram determinar corretamente os valores nominais dos dispositivos de proteção, garantindo sua atuação eficiente e adequada, minimizando o impacto de falhas e curtos-circuitos no sistema. O estudo de caso é baseado em uma usina fotovoltaica em construção no estado de Minas Gerais (MG), porém, para a finalidade de pesquisas, foi projetada considerando a aplicação no estado do Rio Grande Do Sul (RS) sob concessão da RGE (CPFL).

**Palavras-chave:** geração distribuída, usina fotovoltaica, minigeração, estudo de proteção, energia solar.

## 1 INTRODUÇÃO

É notado um crescimento exponencial no que se refere a energias renováveis quando o assunto é sustentabilidade. Ao decorrer dos anos, percebe-se uma evolução significativa, principalmente no setor fotovoltaico, aumento esse que influencia direta e indiretamente a geração de empregos, redução no impacto ambiental, acréscimo de incentivos fiscais, entre outros fatores. Segundo dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), em maio/2019 a energia solar fotovoltaica representava 1,2% da matriz energética brasileira, sendo que em março/2023 correspondeu a 11,6%, um aumento de aproximadamente dez vezes em pouco menos de três anos. Define-se um sistema fotovoltaico

*on grid* como sendo um conjunto de equipamentos (módulo fotovoltaico, inversor, *string-box*, cabeamento, conectores, entre outros complementos) para geração de energia elétrica através da irradiação solar, no qual parte dessa energia gerada pode ser consumida no local e o excesso ou a sua totalidade é injetada na rede da concessionária.

Desde 17 de abril de 2012, mediante a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, o consumidor brasileiro tem o direito de gerar a sua própria energia e, além disso, fornecer o excedente para outras localidades dentro da mesma área da concessionária. Para tal fim, existem duas modalidades de geração distribuída (GD), sendo elas definidas através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como:

**Microgeração:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras.

**Minigeração:** central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras (BRASIL, 2022).

Com a finalidade de garantir total regulação à geração e à distribuição de energia no país, recentemente entrou em vigor o marco legal da micro e minigeração distribuída (Lei 14.300/2022), uma revisão e alteração da Resolução Normativa n.º 482/2012. A principal mudança ficou por conta da taxação da energia injetada na rede por uma unidade geradora, que de acordo com a ANEEL, é justificada pela necessidade que as distribuidoras identificaram de cobrir despesas relacionadas à manutenção de uma infraestrutura apropriada para esse trabalho e para novos investimentos na rede elétrica. Entre alguns benefícios relacionados ao novo marco regulatório, podem-se citar alguns exemplos como:

- a) Maior segurança jurídica devido a criação de parâmetros específicos para regulação do setor;

- b) Maior foco em financiamento de energia fotovoltaica para consumidores de baixa renda através do Programa de Energia Renovável Social (PERS);
- c) Mais proteção com o fim de eventuais cobranças em duplicidade.

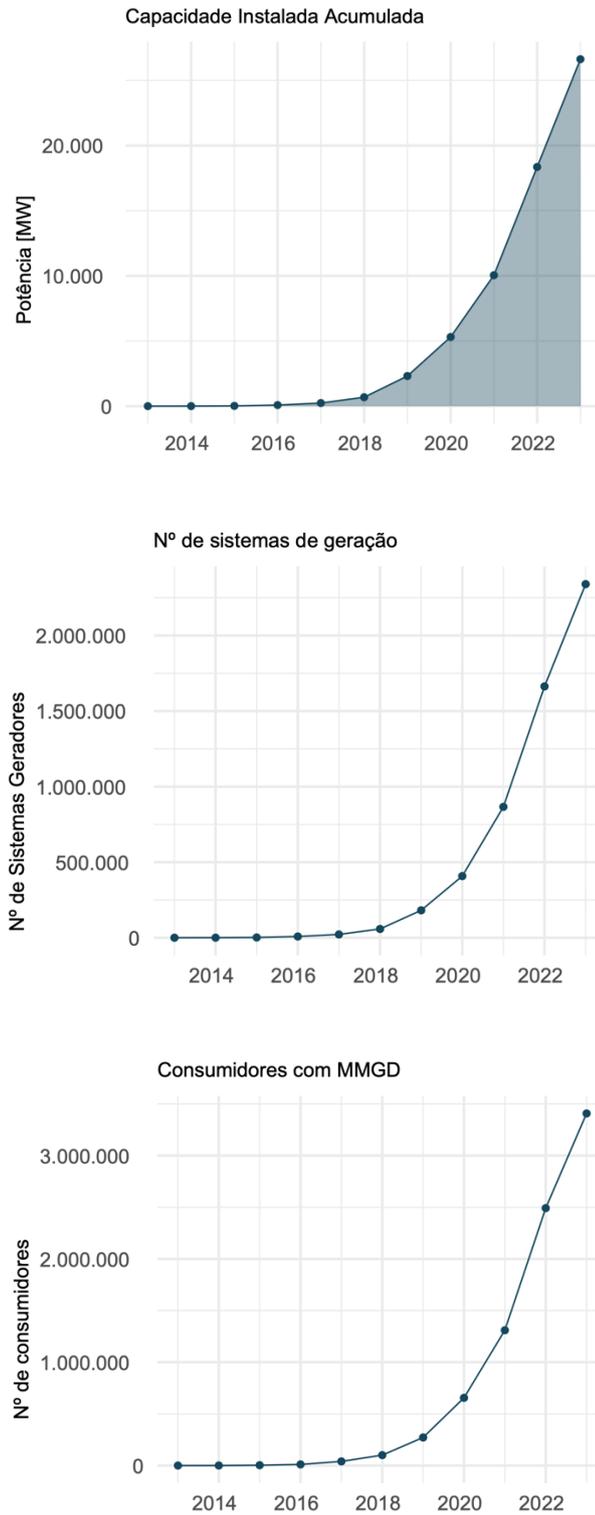
O presente trabalho visa abordar o estudo e projeto de proteção para uma usina fotovoltaica de minigeração com uma potência instalada de 3,0 MW, apresentando os cálculos necessários bem como as normas técnicas associadas a este tipo de projeto.

## **1.1 Motivação**

Dados da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) apontam em fevereiro/2023 um aumento de 74,7% na geração de energia através das usinas fotovoltaicas, quando comparado ao mesmo período no ano de 2022. A ABSOLAR projetava que o setor atingiria a marca dos 34 GW até 2024, porém, os dados de setembro de 2024 já indicam uma potência instalada superior a 48 GW. Por outro lado, esta acentuada evolução promove certos desafios como sugere a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Plano Nacional de Energia (PNE), sendo eles “preparar-se para uma matriz com grande percentual de geração variável não controlável e lidar com o descarte e reciclagem de equipamentos.” (EPE, 2023). A Figura 1 apresenta dados da evolução no setor fotovoltaico no país.

Em virtude do significativo avanço no setor elétrico brasileiro, na percepção do autor deste trabalho, percebe-se por sua vez uma certa deficiência em alguns aspectos que contemplam principalmente o dimensionamento e projeto de usinas de minigeração fotovoltaica como um todo. Lamentavelmente, muitas das vezes a não precaução com esses fatores podem acarretar graves consequências. Posto isto, o maior incentivo para o desenvolvimento do presente trabalho se deve ao fato do autor dedicar-se no setor fotovoltaico, onde por sua vez, observa atentamente as adversidades encontradas principalmente no que se refere a proteções em sistemas fotovoltaicos.

**Figura 1 - Dados de energia solar fotovoltaica no Brasil**



Fonte: EPE [2024]

## 1.2 Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo geral dimensionar os elementos que contemplam uma usina de minigeração fotovoltaica juntamente com o estudo de proteção de sua conexão com a rede da concessionária.

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) Apresentar um referencial teórico dos critérios do dimensionamento de módulos, inversores, condutores, proteções de baixa tensão em corrente contínua e alternada;
- b) Desenvolver uma pesquisa dos critérios de conexão da usina fotovoltaica na rede envolvendo o sistema de proteção e os estudos necessário (curto-circuito e fluxo de carga);
- c) Propor uma metodologia para realização do projeto e estudo de proteção;
- d) Aplicação da metodologia em um estudo caso.

## 1.3 Delimitações do Trabalho

O foco do presente trabalho se trata do dimensionamento dos elementos e das proteções utilizadas em uma usina fotovoltaica de 3,0 MW, abordando sucintamente os componentes que contemplam uma usina dada a limitação de extensão deste trabalho. Neste aspecto, o dimensionamento e seleção dos elementos, bem como os detalhamentos de ajuste de proteção, não serão detalhados, sendo apresentadas as normas específicas que descrevem a escolha ou ajuste de forma adequada.

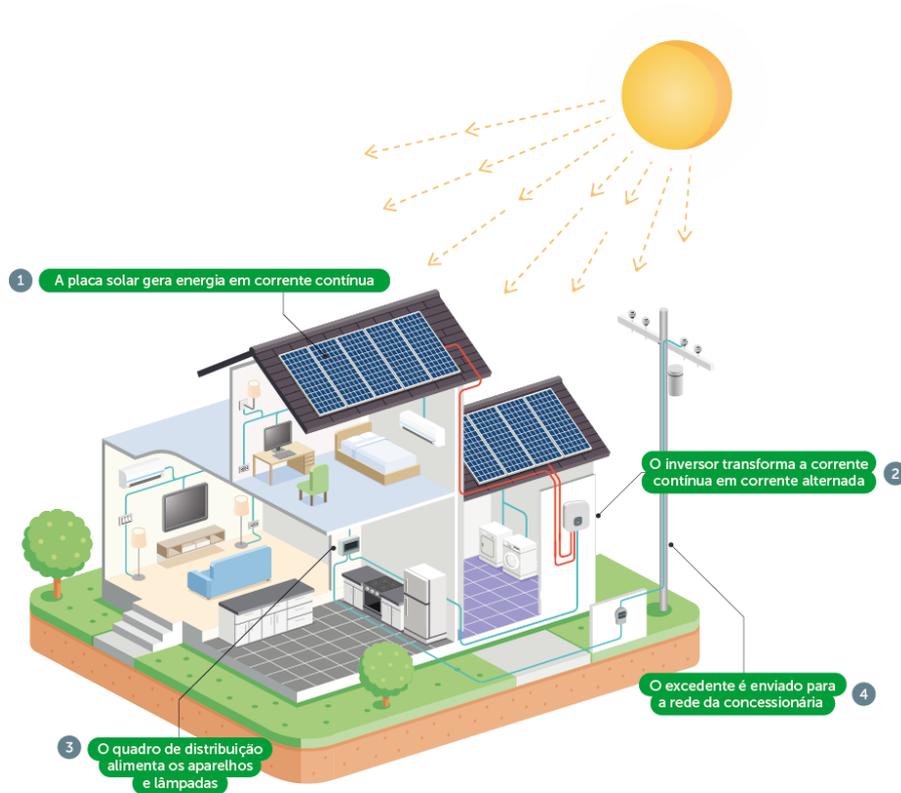
## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Descoberto em 1839 por Alexandre Edmond, o efeito fotovoltaico consiste no surgimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor devido a liberação de elétrons de sua superfície quando exposto à radiação de fótons de luz. Atualmente, com o avanço da tecnologia, pode-se gerar, consumir e até mesmo armazenar essa energia fornecida pelos módulos fotovoltaicos.

O sistema de energia solar é composto pelos painéis fotovoltaicos, inversor de frequência, *string box*, cabeamentos, estruturas e proteções. Cada componente se torna essencial na execução e funcionamento do projeto, garantindo total segurança durante a sua vida útil.

A Figura 2 apresenta as etapas de operação de um sistema fotovoltaico *on-grid* em uma residência.

**Figura 2 – Etapas de operação do sistema fotovoltaico *on-grid***



**Fonte: Intelbras [2023]**

Ao longo dos anos, as tecnologias dos componentes foram aperfeiçoadas devido aos avanços tecnológicos. Módulos mais eficientes, inversores com proteções internas e diferentes métodos de fixação nas estruturas são algumas das constantes evoluções dos últimos anos. Por outro lado, percebe-se uma exigência ainda maior quando se trata das proteções relacionadas a conexão com a rede em usinas de minigeração, a qual diversos estudos são necessários e, após serem enviados e analisados pela concessionária local, resultam na emissão do parecer de acesso.

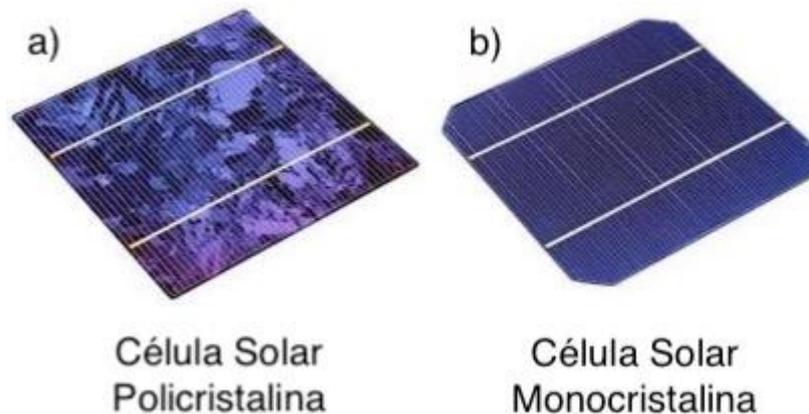
A seguir, serão apresentados os elementos e conceitos que estão ligados direta ou indiretamente ao sistema fotovoltaicos, priorizando os componentes relacionados ao projeto e as proteções de uma usina fotovoltaica de minigeração.

## **2.1 Módulos fotovoltaicos**

Consiste em um conjunto de células, normalmente em silício, agrupadas e conectadas em série que através da irradiação solar geram o efeito fotovoltaico, sendo capazes por sua vez de produzirem corrente elétrica. Atualmente, os módulos fotovoltaicos mais comercializados

são os policristalinos e monocristalinos, contendo como principal diferença a pureza de silício em sua composição. O policristalino utiliza vários monocristais de silício semicondutores, influenciando diretamente em sua eficiência e custo final, enquanto o monocristalino tem como principal característica um silício formado por um único cristal, acarretando uma eficiência e valor agregado superior. A Figura 3 exemplifica estes elementos.

**Figura 3 – Célula fotovoltaica policristalina x monocristalina**



Fonte: Adaptado de Canal Solar [2019]

Cada módulo fotovoltaico passa por rigorosos testes de qualidade a fim de avaliar a suas características e eficiência. A norma internacional como a IEC 61215, por exemplo, é responsável por realizar mais de vinte ensaios a fim de comprovar a excelência, garantindo total segurança e credibilidade no produto adquirido.

Para estimar a energia gerada por um módulo fotovoltaico, alguns dados devem ser conhecidos. O Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) fornece o índice de irradiação do local em questão que o sistema será instalado, fator importante para o correto cálculo. Conseqüentemente, utiliza-se uma relação matemática responsável por determinar a geração média mensal por módulo fotovoltaico na localidade especificada, apresentada em (1).

$$Ger.P = pot.painel \times 0,8 \times 30,4 \times irrad.local \quad (1)$$

Sendo:

*Ger.P*: Geração média mês de um módulo fotovoltaico [kWh];

*pot.painel*: Potência do módulo solar (Ex: 460, 550, 665) [W];

0,8: Referente a 80% de eficiência (valor aproximado considerando perdas por fenômenos naturais);

30,4: Equivalente à média de dias no mês, (365/12);

*irrad. local*: Irradiação média diária da localidade determinada, dado obtido através do CRESESB [kWh/m<sup>2</sup>.dia].

A título de exemplo, considerando um sistema fotovoltaico com um módulo solar de 550 W e a cidade de Guaporé-RS, região com índice de irradiação é de 4,66 kWh/m<sup>2</sup> (CRESESB, 2023), conforme Quadro 1, tem-se a produção de energia mensal média dado em (2).

### Quadro 1 - Irradiação na cidade de Guaporé-RS considerando inclinação de 22° ao norte

Estação: Guapore  
Município: Guapore , RS - BRASIL  
Latitude: 28,901° S  
Longitude: 51,849° O  
Distância do ponto de ref. ( 28,849479° S; 51,893776° O ): 7,2 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	6,19	5,78	4,85	3,87	2,86	2,37	2,71	3,41	3,69	4,75	6,11	6,49	4,42	4,13
<input type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	29° N	5,50	5,52	5,11	4,61	3,77	3,27	3,70	4,24	4,01	4,66	5,53	5,65	4,63	2,38
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	5,75	5,67	5,14	4,51	3,61	3,10	3,52	4,11	4,00	4,76	5,75	5,94	4,66	2,84
<input type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	49° N	4,53	4,78	4,74	4,61	3,99	3,53	3,97	4,34	3,81	4,14	4,61	4,58	4,30	1,25

Fonte: CRESESB [2023]

$$Ger. P = 550W \times 0,8 \times 30,4 \times 4,66 = 62,33 \text{ kWh/mês} \quad (2)$$

Para este caso, conclui-se que um módulo fotovoltaico de 550 W tem uma capacidade de geração de 62,33 kWh/mês considerando um ângulo de inclinação de 22° e orientação norte na região de Guaporé-RS.

A quantidade de módulos fotovoltaicos necessários para um projeto e a potência total do sistema pode ser então definida sucessivamente dividindo a geração prevista ou desejada pela geração individual de cada módulo fotovoltaico e multiplicando a quantidade de módulos fotovoltaicos pela sua potência, enfatizando que para cada região a irradiação deve ser pesquisada para o correto dimensionamento. Cálculos mais detalhados como eficiência de transformação do inversor, perdas por sombreamentos, intempéries naturais, distância dos condutores, orientação solar, entre outros, também podem ser analisados. Esta análise usualmente é realizada através de simulações utilizando *softwares* específicos.

Cada módulo fotovoltaico possui suas próprias características que podem vir a influenciar em determinados cálculos, desta maneira, é de suma importância que cada situação seja analisada com cautela para evitar problemas futuros como a falta de energia gerada.

Alguns dados técnicos são apresentados no *datasheet* do módulo, como o exemplo a seguir apresentado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Dados elétricos de um módulo fotovoltaico com potência variável de 525W a 550W**

**DADOS ELÉTRICOS (STC)**

Potência Máxima de Pico - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	525	530	535	540	545	550
Tolerância de Potência - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5					
Tensão de Potência Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	30.8	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corrente de Potência Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	17.04	17.11	17.16	17.21	17.24	17.29
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	18.14	18.19	18.24	18.30	18.35	18.39
Eficiência $\eta$ (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.0

STC: Irradiação 1000W/m<sup>2</sup>, Temperatura de Célula 25°C, Massa de Ar AM1.5. \*Tolerância de Medição:  $\pm 3\%$ .

**Características Elétricas para Respectivas Potências (10% de Relação de Irradiação)**

Potência Total Equivalente -P <sub>MAX</sub> (Wp)	562	567	573	578	583	589
Tensão de Potência Máxima -V <sub>MPP</sub> (V)	30.8	31.0	31.2	31.4	31.6	31.8
Corrente de Potência Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	18.23	18.31	18.36	18.41	18.45	18.50
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	19.41	19.46	19.52	19.58	19.63	19.68
Relação de Irradiação (Traseira/Frontal)	10%					

Potência Bifacial: 70 $\pm$ 5%.

**DADOS ELÉTRICOS (NOCT)**

Potência Máxima - P <sub>MAX</sub> (Wp)	398	401	405	409	413	416
Tensão de Potência Máxima - V <sub>MPP</sub> (V)	28.6	28.8	29.0	29.2	29.4	29.5
Corrente de Potência Máxima - I <sub>MPP</sub> (A)	13.88	13.93	13.97	14.02	14.08	14.10
Tensão de Circuito Aberto - V <sub>OC</sub> (V)	35.0	35.1	35.3	35.5	35.7	35.9
Corrente de Curto Circuito - I <sub>SC</sub> (A)	14.62	14.66	14.70	14.75	14.79	14.82

NOCT: Irradiação 800W/m<sup>2</sup>, Temperatura Ambiente 20°C, Velocidade do Vento 1m/s.

**Fonte: Trina Solar [2020]**

Os dados fornecidos são mensurados em duas condições, STC (*Standard Test Conditions*) e NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*). Para fins de dimensionamento de um sistema fotovoltaico, ambas as condições devem ser consideradas, visto a que cada uma é responsável por uma parcela no planejamento do projeto.

## 2.2 Inversores

Sendo considerado um dos principais componentes de um sistema fotovoltaico, o inversor tem como função converter a corrente contínua (CC), proveniente dos painéis fotovoltaicos, em corrente alternada (CA). Outro aspecto importante é garantir que haja o devido sincronismo ao conectar-se com a rede elétrica, no qual elementos como amplitude, frequência, e tensão devem estar correspondentes com os dados do sistema elétrico, evitando

por sua vez possíveis complicações como a geração de harmônicos, instabilidade e até mesmo danos aos equipamentos conectados na rede elétrica.

Atualmente existem diversos modelos de inversores, sendo os mais utilizados: Micro inversores, Inversores *On e Off-Grid* e Inversores Híbridos, no qual cada modelo possui uma aplicação específica de acordo com o projeto desenvolvido. Dispõem-se ainda de distintas potências de inversores, resultando em modelos variados para determinada quantidade de painéis.

Micro inversores possuem uma particularidade que, diferentemente dos outros modelos, sua instalação ocorre abaixo dos módulos fotovoltaicos, fixado na estrutura de alumínio do suporte dos painéis. Diferentemente do inversor *on-grid*, onde diversos módulos são conectados em série, os microinversores mais modernos aceitam da ordem de quatro módulos por equipamento. Por se tratar de um produto que, dependendo da quantidade de microinversores a ser utilizada, tende a agregar um valor maior ao projeto final, sua utilização deve ser amplamente estudada em casos específicos, principalmente em locais com alta incidência de sombreamento.

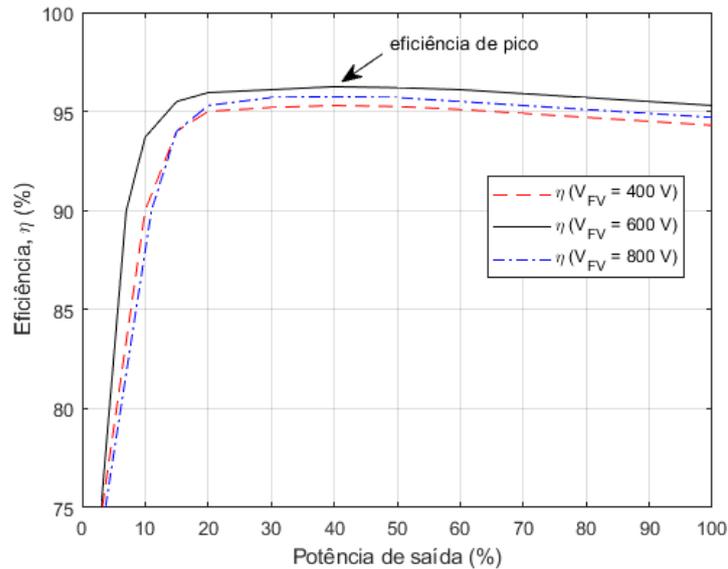
Os inversores *on-grid* possuem diversos dispositivos de proteções em seu interior, a fim de assegurar a integridade do equipamento. Comumente observa-se inversores *on-grid* com diferentes MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). O MPPT trata-se de um rastreador que através de algoritmos logram maximizar a eficiência da conversão de energia, permitindo que o sistema fotovoltaico funcione sempre no ponto de máxima potência. Para tal, o MPPT analisa curvas de tensão versus corrente e determina qual a melhor situação para garantir a maior eficiência energética do sistema fotovoltaico. Cuidados devem ser tomados para certificar seu pleno desempenho como, respeitar os limites de tensão e corrente informados pelo fabricante, correta instalação e manutenção preventiva.

Na Figura 4, são apresentadas as curvas de eficiência de um exemplo de inversor com MPPT para diferentes níveis de tensão e potência na entrada CC. Nota-se que a maior eficiência do inversor e conseqüentemente a maximização da potência da saída não necessariamente está relacionada com a mais alta tensão de entrada.

Uma vez que os módulos fotovoltaicos apresentam perdas de eficiência devido a fatores naturais como temperatura e sujidade, os inversores possuem a capacidade de compensar essas quedas na geração com *overload*. Se trata em sobrecarregar a potência de entrada acima de sua potência nominal, com o intuito de corrigir as perdas causadas. Nos dados dos inversores de cada fabricante, é possível verificar a potência máxima de entrada, conforme exemplificado na

Tabela 2. Destaca-se que cada arranjo de módulos fotovoltaicos (conexão em série) deve respeitar a tensão e corrente máxima de entrada informada pelo fabricante.

**Figura 4 - Curvas de eficiência da potência de saída de um inversor FV para diferentes tensões CC de entrada.**



Fonte: Ecori Energia [2020]

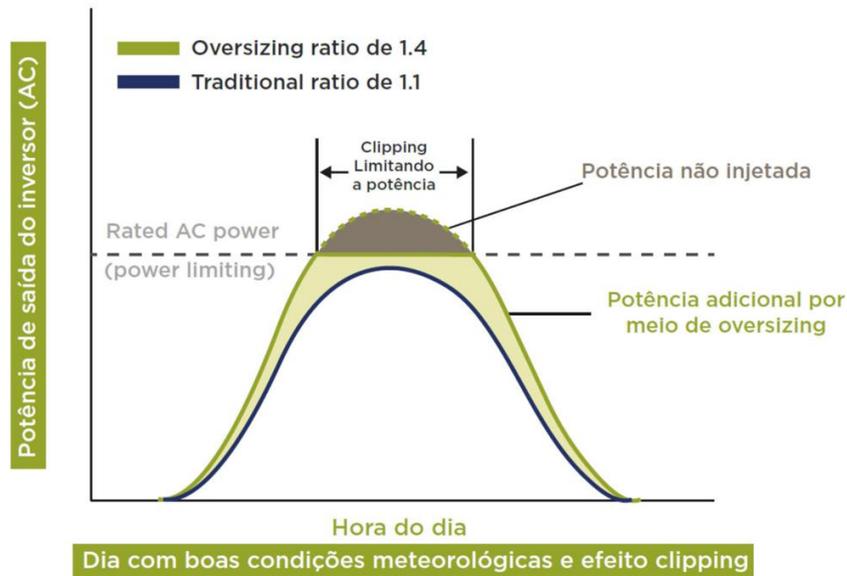
**Tabela 2- Dados elétricos de entrada CC para inversor Solis 50K (50 kW)**

Modelo	Solis-50K
<b>Entrada CC</b>	
Potência máxima de entrada recomendada	75 kW
Tensão máx de entrada	1100 V
Tensão nominal	600 V
Tensão de partida	200 V
Intervalo de tensão MPPT	200-1000 V
Corrente máx de entrada <sup>(1)</sup>	4*28.5 A
Corrente máx. do conector de entrada	9.5 A
Corrente máx de curto-circuito	4*44.5 A
MPPTs / Número de Entradas	4/12

Fonte: GINLONG TECHNOLOGIES [2021]

Conforme informações técnicas da Tabela 2, observa-se uma potência de entrada permitida de 50% maior que a sua potência nominal de saída. Na Figura 5, percebe-se o comportamento de um inversor com *overload* aplicado de 10% e 40%.

**Figura 5 – Curva de potência de saída comparando sobrecarga de 10 e 40%**



Fonte: Ecori Energia [2019]

A fins de exemplo, considerando a curva de geração ideal de um inversor, nota-se que ele possui uma capacidade de entrada, em corrente contínua, de 1,4 vezes a sua potência nominal. Contudo, a sua capacidade de injeção usualmente não ultrapassa a sua potência nominal, podendo em algumas situações ser de 10% a mais. Assim sendo, nota-se que o inversor se limita a potência nominal na saída em seu pico, porém se registra um ganho de energia nas laterais que compensa, em maior quantidade, a energia perdida na crista da curva.

Cada equipamento possui seu próprio critério de *overload* e dados técnicos, com isso, é fundamental a análise em cada caso para o correto dimensionamento.

### 2.3 Condutores de corrente contínua e corrente alternada

Alguns componentes de proteção dos condutores se diferenciam de corrente contínua para corrente alternada. Os condutores de corrente contínua, por exemplo, tendem a trabalhar com tensões significativamente altas nos equipamentos fotovoltaicos, devido a isto, possuem uma construção e classe de isolamento diferente dos cabamentos convencionais, como demonstra a Figura 6.

Os condutores fotovoltaicos tendem a ficar expostos as intempéries climáticas em sua maior parte tempo, isto explica a sua isolamento ser capaz de suportar radiação UV e temperaturas mais altas como 120 °C.

Algumas comparações mais detalhadas entre os cabos CC e CA podem ser analisadas na Quadro 2.

**Figura 6 – Construção de condutor CC**



Fonte: Resende [2023]

**Quadro 2 – Características de diferentes tipos de cabos**

Propriedade	Característica dos cabos				
	Cabo Solar NBR 16612	Cabo EPR ou XLPE "1 ~ 35kV" - NBR 7286 / 7287	Cabos de PVC "1kV" - NBR 7288	Cabo EPR "750V" - NBR 9114	Cabo PVC "750V" - NBR NM247-3
Condutor de cobre estanhado	Sim	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Classe de isolação	Min 1,5 kVcc Máx. 1,8kVcc	1kVca até 35kVca	1kVca até 6kVca	Até 750V	Até 750V
Proteção UV	Sim	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Dupla isolação	Sim	Sim	Sim	Opcional	Não
Presença de material halogenado	Não	Não	Sim	Não	Sim
Compostos termofixos	Sim	Opcional	Não	Opcional	Não
Temperatura máxima em regime permanente - 90°C	Sim	Sim	Não	Sim	Não
Têmpera mole - flexível	Sim	Opcional	Opcional	Opcional	Opcional
Podem ser usados em série	Sim	Não	Não	Não	Não
Podem ser usados em sub-arranjo	Sim	Sim, se não exposto a UV e atender requisitos da NBR 16612	Não	Não	Não
Podem ser usados em arranjo	Sim	Sim, se não exposto a UV e atender requisitos da NBR 16612	Não	Não	Não

Fonte: Vinturini [2020]

Ao comparar com os principais modelos de condutores do mercado, observa-se no condutor fotovoltaico uma qualidade de desenvolvimento superior aos convencionais. Algumas características principais são:

- Cobre estanhado em sua composição: cria-se uma certa resistência a corrosão por estarem expostos a intempéries. Facilidade na soldagem no momento de

conectar aos terminais MC4 (modelo de conector utilizado em sistemas fotovoltaicos).

- b) Não possuem material halogenado: neste caso há uma minimização do impacto ambiental e principalmente um aumento na segurança por terem uma baixa emissão de fumaça e não expelirem gases tóxicos e corrosivos.
- c) Compostos termofixos: responsáveis por tornarem o condutor resistente a deformação e fusão mesmo expostos a altas temperaturas como um curto-circuito ou danos mecânicos.

Os condutores para corrente contínua em sistemas fotovoltaicos devem ser dimensionados de acordo com a norma NBR16690 (Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto).

Condutores de corrente alternada, por sua vez, devem ser dimensionados seguindo as normas da NBR 5410 (Instalações elétricas de baixa tensão). Diversas características devem ser analisadas, quantidade de condutores que permanecerão agrupados, o método da instalação, temperatura de operação, tipo da isolação e queda de tensão são alguns dos elementos que devem ser levados em consideração. Para o condutor de neutro e proteção (aterramento) em sistemas trifásicos, se aconselha aplicar a tabela de dimensionamento dos quadros 3 e 4 sucessivamente, maiores detalhes deve-se consultar a norma técnica NBR 5410.

**Quadro 3- Seção do condutor de neutro baseado nos condutores de fase**

Seção dos condutores de fase mm <sup>2</sup>	Seção reduzida do condutor neutro mm <sup>2</sup>
$S \leq 25$	S
35	25
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70
185	95
240	120
300	150
400	185

<sup>1)</sup> As condições de utilização desta tabela são dadas em 6.2.6.2.6.

Fonte: ABNT NBR 5410 [2004]

**Quadro 4 – Seção do condutor de proteção baseado nos condutores de fase**

Seção dos condutores de fase $S$ $\text{mm}^2$	Seção mínima do condutor de proteção correspondente $\text{mm}^2$
$S \leq 16$	$S$
$16 < S \leq 35$	16
$S > 35$	$S/2$

Fonte: ABNT NBR 5410 [2004]

## 2.4 Aplicação de proteções

Este item aborda as proteções em sistemas fotovoltaicos, desde os elementos em corrente contínua e alternada em baixa tensão, incluindo os elementos de conexão com o sistema de distribuição.

### 2.4.1 Dispositivo De Proteção Contra Surtos (*DPS*)

O DPS (dispositivo de proteção contra surtos), é um componente crucial para garantir a segurança de instalações elétricas. Ele é responsável por proteger equipamentos contra surtos de tensão que podem ser causados por descargas atmosféricas, manobras na rede elétrica e outros fenômenos elétricos. O DPS funciona através da variação da impedância entre dois pontos, geralmente entre as fases e o aterramento de proteção. Em situações normais, ele permanece como um circuito aberto, porém, quando um surto de tensão é detectado, ele se fecha, desviando a corrente do condutor com sobretensão para o aterramento, minimizando os danos causados pelos surtos elétricos.

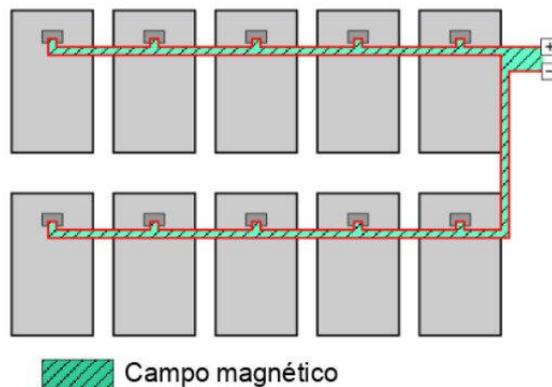
A ocorrência de surtos elétricos pode ser resultante de descargas atmosféricas, descargas diretas, descargas indiretas e outras condições de operação que afetam o circuito. É importante ressaltar que cada um desses fenômenos apresenta curvas de tensão e corrente características que devem ser consideradas na seleção e instalação do DPS.

Para circuitos de corrente alternada, é necessário utilizar um DPS específico para esse tipo de corrente. O mesmo se aplica para circuitos de corrente contínua, que devem utilizar dispositivos próprios para essa corrente. O isolamento interno dos componentes é um fator crucial nessa escolha, pois não é suficiente para garantir uma boa isolação quando o dispositivo é utilizado em um tipo de corrente diferente daquele para o qual foi projetado. Existem DPS específicos para sistemas fotovoltaicos, adequados para as tensões de operação típicas desses sistemas e com terminais elétricos projetados para a conexão dos dois polos no mesmo dispositivo.

A indução de corrente através do campo magnético é diretamente proporcional à área total do circuito. Portanto, a minimização da área entre os cabos é uma medida importante para reduzir os impactos que podem ser causados por uma descarga atmosférica, como mostrado na Figura 7.

A escolha do local de instalação e do tipo dos DPS dependem da distância entre os elementos (por exemplo, módulos e inversores), bem como da existência de sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) e da conexão ou não deste ao aterramento do sistema fotovoltaico. A IEC 61643-32 é a norma recomendada na NBR 16690 como metodologia para a proteção de sistemas fotovoltaicos contra sobretensões utilizando dispositivos de proteção contra surtos no lado de corrente contínua. Para o lado de corrente alternada, podem ser observadas as normas NBR 5410 (Instalações elétricas de baixa tensão) e NBR 5419 (Proteção contra descargas atmosféricas).

**Figura 7 – Indução de corrente por descarga elétrica em um arranjo fotovoltaico**



Fonte: Canal Solar [2019]

#### 2.4.2 Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA)

É um sistema projetado para captar e direcionar os raios em caso de descargas atmosféricas. Esse sistema é composto por uma série de estruturas e soluções que visam proteger tanto as edificações quanto as pessoas das consequências nocivas dos raios. A função primordial do SPDA é proporcionar uma rota de escoamento segura para a corrente elétrica gerada pelas descargas atmosféricas, garantindo assim a proteção adequada das construções e seus ocupantes. A necessidade de uma SPDA e o seu dimensionamento são definidos através da norma NBR 5419. Este trabalho não aborda no projeto a questão de aterramento e de SPDA, porém, reconhece a importância destes elementos para uma minimização de 3,0 MW.

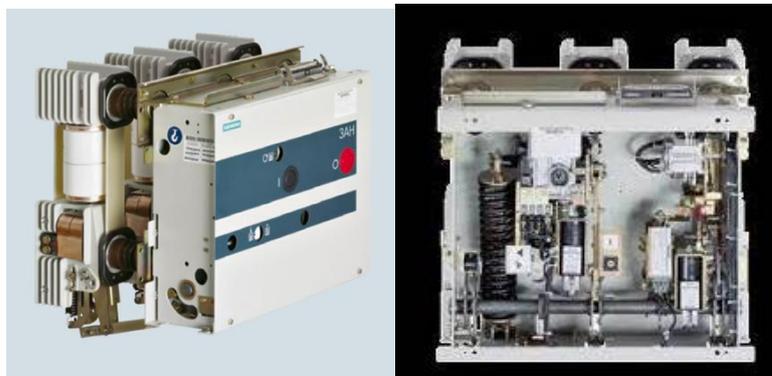
### 2.4.3 Disjuntor

Possui como principal funcionalidade proteger os condutores da instalação elétrica de correntes superiores a que são projetados, assim evitando sobreaquecimento, curto-circuito ou possíveis falhas no sistema de aterramento. Existem diferentes tipos de disjuntores, específicos para cada aplicação, comercialmente mais utilizado em residências é o termomagnético.

A segurança e proteção são essenciais em sistemas fotovoltaicos, e para isso, são utilizados disjuntores de corrente contínua que são projetados de forma específica para cada aplicação e tamanho de usina. Diferentemente dos disjuntores residenciais convencionais, os disjuntores CC são fabricados com materiais mais robustos e resistentes, para evitar a deterioração causada pelas altas temperaturas geradas por um possível arco elétrico. Enquanto os disjuntores de corrente alternada são desenvolvidos para interromper o fluxo de corrente elétrica quando a mesma muda de sentido, ou seja, quando ocorre uma inversão de polaridade, os disjuntores de corrente contínua são projetados para interromper o fluxo de corrente elétrica em um único sentido. O dimensionamento dos disjuntores de baixa tensão para instalações elétricas é dado pela NBR 5410. Também é ressaltado que, para o lado em corrente contínua, devem ser observadas as determinações da norma NBR 16690 na especificação das proteções de sobrecorrente.

Em grandes instalações elétricas que exigem alta demanda de energia e são alimentadas em Média Tensão (MT), são utilizados disjuntores de média tensão em suas subestações. Esses disjuntores têm uma construção mais complexa e sofisticada em comparação aos disjuntores convencionais, pois operam em um nível de tensão mais elevado e possuem características específicas de proteção para essa faixa de tensão. O modelo Siemens 3AH5 (Figura 8) a vácuo é um exemplo dessa construção avançada e específica para disjuntores de média tensão.

**Figura 8 – Disjuntor de MT Siemens Linha 3AH5**



Fonte: Siemens [2017]

Devido às altas tensões e correntes envolvidas, a rapidez na atuação do disjuntor é essencial e é por isso que sua construção é considerada complexa.

Quando se trata de uma conexão de geração distribuída com a rede da concessionária, diferentes regras se aplicam para a potência requerida. Utilizando a norma técnica para micro e minigeração distribuída da CPFL (GED 15303), observa-se as proteções solicitadas para diferentes potências de usinas através das funções da tabela ANSI. As funções de proteções são incorporadas no relé de proteção que coordena a atuação do disjuntor de média tensão, este elemento será abordado no item 2.6.

**Tabela 3- Proteções necessárias para diferentes potências de micro e minigeração**

PROTEÇÃO	Código ANSI	Potência Instalada (P), kW		
		$P \leq 75$	$75 < P \leq 500$	$500 < P \leq 5000$
Sub e Sobretensão	27/59	x	x	x
Sub e Sobrefrequência	81 U/O	x	x	x
Desequilíbrio de corrente	46	-	-	x
Desbalanço de tensão	47	-	-	x
Sobrecorrente direcional	67	-	x	x
Sobrecorrente c/ restrição de tensão	50V/51V	-	-	x
Sincronismo	25	x	x	x
Anti-ilhamento	-	x	x	x
Sobrecorrente	50/51	-	x	x
Sobrecorrente de neutro	50N/51N/51G	-	x	x
Sobretensão de neutro	59N	-	x	x
Direcional de potência	32	-	x	x
Medição de ângulo de fase	78	-	x	x
Taxa de variação de frequência	81 df/dt	-	x	x

Fonte: CPFL GED 15303 [2019]

Em resumo, para potências de usinas fotovoltaicas superiores a 75 kW, no qual se enquadra como minigeração, faz-se necessário a utilização de disjuntor de média tensão com seus respectivos relés de proteção, ressaltando que as exigências de proteção irão depender de cada concessionária.

#### 2.4.4 Transformadores de corrente (TCs)

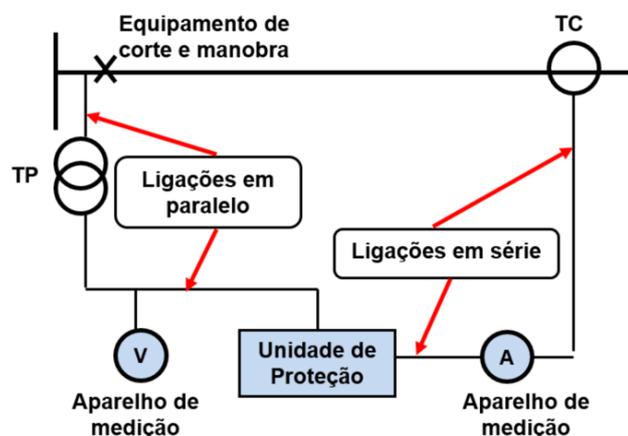
Normalmente utilizados para conexões em média e alta tensão, os TCs são dispositivos que desempenham um papel fundamental na medição de correntes elétricas em sistemas de alta potência. Eles são projetados para transformar a corrente elétrica de um circuito primário em uma corrente secundária que possa ser facilmente medida e utilizada em instrumentos de medição. Por meio da padronização da corrente secundária (usualmente 1 ou 5 A), os TCs também ajudam a garantir a precisão das medições e o correto funcionamento dos relés de proteção. Com isso, é possível detectar falhas no sistema elétrico de forma rápida e eficiente,

minimizando os riscos de danos e interrupções na alimentação de energia elétrica. Em usinas fotovoltaicas, além dos TCs de medição para medição de energia, existem os TCs de proteção para alimentação dos relés de proteção. Para a escolha da corrente primária dos TCs de proteção, deve ser observada a máxima corrente nominal que circula no sistema e a máxima corrente de curto-circuito, evitando efeitos térmicos e de saturação, sendo a sua escolha determinada através da norma NBR 6856 (Transformador de corrente com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV — Especificação e ensaios).

#### 2.4.5 Transformadores de potência (TPs)

Similar aos TCs, os TPs são projetados para medir as tensões elétricas presentes no circuito primário e transformá-las em uma tensão secundária, que é adequada para medição e utilização em equipamentos de proteção (usualmente 115 ou  $115/\sqrt{3}$  V). Por meio do isolamento elétrico, os TPs ajudam a prevenir o fluxo de correntes elétricas entre o circuito primário e o secundário, reduzindo o risco de danos aos equipamentos. Estes dispositivos também ajudam a minimizar o risco de falhas do sistema elétrico, permitindo que os equipamentos de proteção detectem e respondam a quaisquer anomalias de forma rápida e eficiente. A Figura 9 exemplifica a conexão dos TCs e TPs em uma unidade de proteção. A escolha do TP de proteção é normalmente dada pela tensão do sistema e o grupo de conexão (fase-terra e fase-fase), além de outras características como a carga nominal de secundário, conforme NBR 6855 (Transformador de potencial indutivo com isolamento sólida para tensão máxima igual ou inferior a 52 kV — Especificação e ensaios).

**Figura 9 – Conexão dos TCs e TPs na rede**

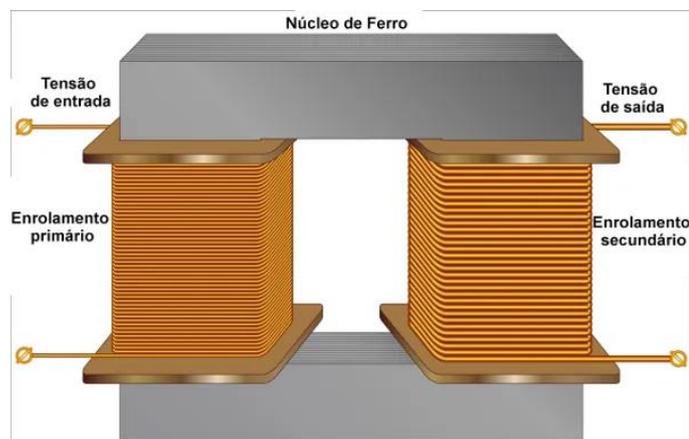


### 2.4.6 Transformador de MT

Os transformadores são aparelhos que funcionam de maneira exclusiva com corrente alternada e têm a capacidade de aumentar ou diminuir tanto a tensão quanto a corrente elétrica. Estes dispositivos consistem em um núcleo de ferro, que é envolto por fios condutores. Quando uma corrente elétrica flui através de um dos enrolamentos, este cria um campo magnético oscilante, que por sua vez induz o surgimento de uma corrente elétrica no segundo enrolamento, como mostrado na Figura 10. Esse fenômeno é conhecido como indução eletromagnética.

Existem diversos tipos de transformadores, cada um projetado para atender a necessidades específicas. A exemplo de transformadores para subestações, podem-se citar modelos a seco e a óleo, mostrado na Figura 11, no qual sua escolha irá depender da aplicação demandada, podendo ser consultado pela norma técnica NBR 14039 (Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV). As tensões de primária, saída dos inversores trifásicos, é da ordem de 380 a 800 V, enquanto a tensão de secundário, depende do ponto de conexão com a rede.

**Figura 10 – Esquema de um transformador elétrico simples**



Fonte: Mundo Educação, UOL [2023]

**Figura 11 – Transformador a óleo (esquerda) e a seco (direita)**



Fonte: Aprendendo elétrica [2021]

#### 2.4.7 Religador

Um religador é um dispositivo elétrico automático de alta tensão que atua como um interruptor, conforme exemplo da Figura 12. Sua função primária consiste em interromper o fluxo de energia elétrica quando ocorre um problema, como um curto-circuito, assemelhando-se ao papel desempenhado por um disjuntor em sistemas de linhas elétricas residenciais. Diferentemente de um disjuntor convencional, que requer intervenção manual para ser reativado após desligar, um religador executa automaticamente testes na linha elétrica afetada, visando determinar se a anomalia foi corrigida. Caso se verifique que o problema foi meramente transitório, o religador é redefinido automaticamente, restabelecendo, assim, o fornecimento de energia elétrica. A norma ANSI/IEEE C37.60 estabelece os padrões para religadores. Apesar da proteção de conexão da usina com a rede se dar através de um disjuntor de média tensão controlado por um relé de sobrecorrente, comumente as distribuidoras exigem a instalação de um religador a montante da usina que deve ser doado para concessionária, permitindo o seu monitoramento e operação.

**Figura 12 – Modelo de religador triplo Eaton**



**Fonte: Eaton [2023]**

#### 2.4.8 Mufla e Chave Seccionadora

A mufla é fabricada de um composto de borracha e silicone, sendo responsável por isolar as terminações dos cabos. Esta também desempenha um papel vital ao aliviar o campo elétrico evitando fuga de corrente, mitigando os pontos quentes onde há maior atividade elétrica, também chamado de efeito corona, facilitando a transição entre transformadores e redes aéreas,

e possibilitar a conexão segura entre linhas de transmissão aéreas e subterrâneas. Portanto, é um elemento indispensável em subestações.

A chave seccionadora, ilustrada na Figura 13, é um componente essencial em subestações. Trata-se de um dispositivo que desempenha a função de interromper ou estabelecer a passagem de corrente elétrica em um circuito. Sua principal finalidade é permitir a manobra segura de equipamentos e circuitos, garantindo a segurança dos operadores e a integridade dos sistemas elétricos. Além disso, as chaves seccionadoras são utilizadas para transferir cargas entre diferentes barramentos de uma subestação, possibilitando a redistribuição de energia de maneira eficiente. Essa capacidade de manobra é fundamental para o correto funcionamento e operação das subestações, permitindo o controle adequado do fluxo de energia.

As muflas e as chaves seccionadoras são definidas, de forma resumida, pela tensão e corrente nominal em seu ponto de instalação. Por serem dimensionadas de forma simplificada por estas características, ressalta-se a sua importância, porém, estes elementos não são apresentados no estudo de caso.

**Figura 13 – Chave seccionadora em subestação industrial**



**Fonte: PFIFFNER do Brasil LTDA [2023]**

#### *2.4.9 Quadro Geral de Baixa Tensão (QGBT)*

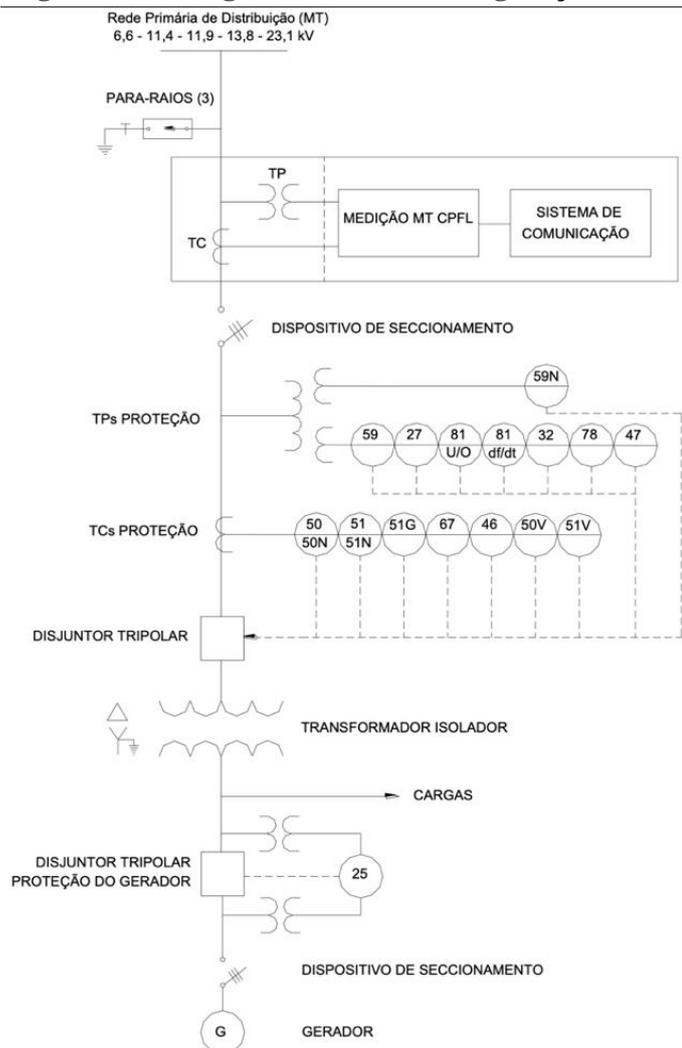
Para finalizar os principais elementos, o quadro geral de baixa tensão (QGBT) recebe a energia proveniente do secundário do transformador em BT e deriva para o restante do local, garantindo que a distribuição seja feita com o máximo de aproveitamento e segurança. A instalação de um QGBT deve seguir os padrões NBR IEC 61439. O QGBT de uma usina fotovoltaica é a interface entre o transformador e os inversores.

## 2.5 Conexão com o sistema de distribuição

Cada concessionária possui exclusivamente suas normas técnicas para a conexão de uma UFV de minigeração no sistema de distribuição, sendo assim, faz-se necessário uma análise detalhada para cada situação. Ao utilizar a norma técnica GED 15303 da CPFL, por exemplo, é possível obter o diagrama unifilar que descreve a conexão com a rede de média tensão da concessionária, juntamente com as proteções necessárias para o relé de proteção, como demonstra a Figura 14.

Além das proteções definidas pelo padrão ANSI (*American National Standards Institute*) e previamente apresentadas na Tabela 3, se observa também a obrigatoriedade de para-raios e disjuntor de média tensão no local. Para usinas de minigeração com potência instalada superior a 300 kW, será necessária a instalação de um religador que atenda a Especificação Técnica CPFL nº 15197.

**Figura 14 – Diagrama unifilar minigeração CPFL**



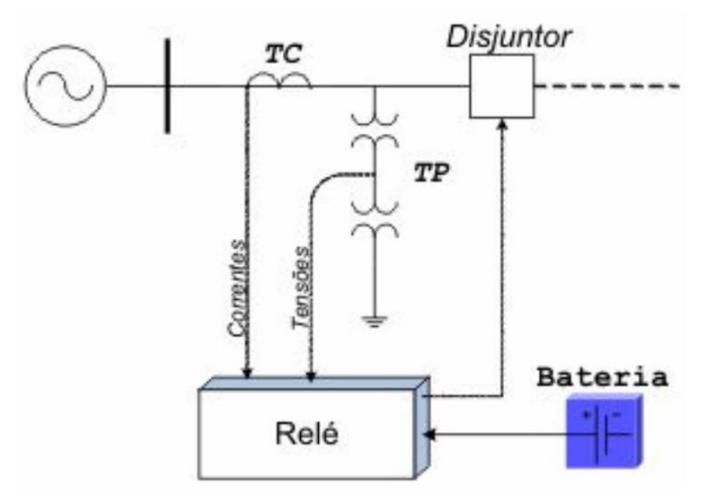
Fonte: CPFL GED 15303 [2019]

Para o correto dimensionamento e configurações dos relés de proteção bem como suas especificações técnicas e ensaios, deve-se utilizar a norma NBR IEC 60255 (Relés Elétricos), podendo haver variação para cada concessionária. Algumas concessionárias, como é o caso da CEMIG na Norma de Distribuição ND 53.1 (Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão), fornecem orientações para ajustes das proteções do acessante.

## 2.6 Relés de proteção

Os relés de proteção desempenham um papel crucial no monitoramento e controle das variáveis elétricas em um circuito específico. Esses dispositivos são projetados para detectar qualquer tipo de anomalia no sistema elétrico e tomar medidas automáticas como executar a desativação rápida de um dispositivo de disjunção para proteger tanto as pessoas quanto os equipamentos envolvidos. O sistema de proteção vai além do relé, englobando uma combinação de subsistemas interligados que trabalham em conjunto para garantir o desempenho ideal do sistema elétrico. O objetivo principal é isolar rapidamente a área com falha sem comprometer o restante do Sistema Elétrico de Potência (SEP). A Figura 15 mostra com detalhes essa conexão entre o relé e os outros dispositivos de segurança.

**Figura 15 – Conexão entre os equipamentos de proteção**



Fonte: USP [2023]

Duas condições são definidas para a escolha de atuação do relé, que são:

- a) Grandezas medidas ultrapassam os limites pré-definidos para partida do relé;

- b) Tempo de duração da falta ultrapassa o valor de tempo pré-definido no relé (USP, 2023).

As funções dos relés são identificadas em códigos, definidos de acordo com as normas IEEE, IEC e ANSI. As principais funções aplicadas em sistemas elétricos podem ser visualizadas na Tabela 4, podendo haver alterações de acordo com a concessionária local. Os ajustes destas proteções dependem dos resultados de estudos de regime permanente (fluxo de carga) e de faltas (análise de curto-circuito). Exemplos de ajustes são apresentados em Mamede (2021) e Oliveira (2019), bem como em normas de concessionárias, como é o caso da Norma de Distribuição ND 53.1 da CEMIG. Um dos objetivos principais da proteção em média tensão é assegurar a proteção tanto da linha quanto do(s) transformador(es) de entrada da usina. Para isso, é necessário considerar características específicas, como o limite de suportabilidade térmica e a corrente de energização. Embora essas características sejam levadas em conta no estudo de caso apresentado, elas não são detalhadas neste trabalho. Para informações adicionais, recomenda-se consultar Mamede (2021) e os dados fornecidos pelos fabricantes.

Outra característica é a abordagem de divisão em zonas de proteção na aplicação de relés em uma subestação, tendo como objetivo principal garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica, isolando e protegendo individualmente as áreas afetadas por falhas, de forma a manter o restante do sistema em operação, sempre que possível. Dada estas características, o próximo item aborda a questão de seletividade das proteções.

**Tabela 4 – Exemplos de funções ANSI com Descrição**

<b>Função ANSI</b>	<b>Descrição</b>
50	Sobrecorrente instantânea de fase
51	Sobrecorrente temporizada de fase
50N	Sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Sobrecorrente temporizada de neutro
50/51NS	Sobrecorrente neutro sensível
51BF	Falha de disjuntor
46	Sequência negativa
67	Sobrecorrente direcional de fase
67N	Sobrecorrente direcional de neutro
21	Relé de proteção de distância
27	Subtensão
59	Sobretensão
79	Religamento
50BF	Falha do disjuntor
51G	Sobrecorrente de terra
87	Diferencial
61	Desequilíbrio de corrente
25	Dispositivo de sincronismo
26	Temperatura de óleo
49	Temperatura do enrolamento
63	Pressão do gás do transformador de potência
71	Nível do óleo do transformador
98	Oscilografia
43	Transferência de proteção
86	Relé auxiliar de bloqueio

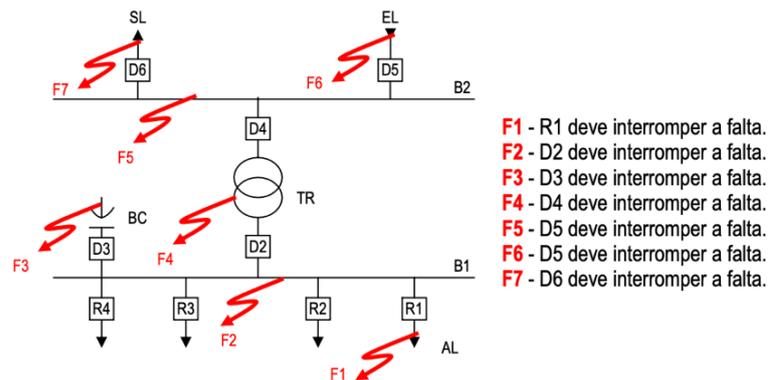
Fonte: Autor [2023]

## 2.7 Seletividade das proteções

A seletividade é a capacidade do sistema de proteção de identificar e desconectar apenas a parte afetada pela falha, preservando o restante do sistema em pleno funcionamento. Essa característica é fundamental para garantir um serviço seguro e contínuo ao consumidor, pois permite isolar apenas a menor seção da rede necessária para corrigir a falta. Essa capacidade de seletividade é alcançada por meio da coordenação adequada dos relés de proteção e dispositivos de desconexão ao longo da rede elétrica, como mostra a Figura 15. A configuração e ajuste dos relés são projetados de forma a garantir que somente o trecho com falha seja desconectado, permitindo que as outras partes da rede continuem operando normalmente.

Na proteção de usinas de minigeração, um aspecto importante é coordenação da proteção da usina com a proteção da concessionária, permitindo que falhas internas sejam interrompidas pela proteção local, antes da atuação da proteção do sistema de distribuição. Os critérios de coordenação são usualmente descritos nas normas das concessionárias.

**Figura 15 – Esquema de seletividade da proteção**



Fonte: Portal da Eletricidade [2017]

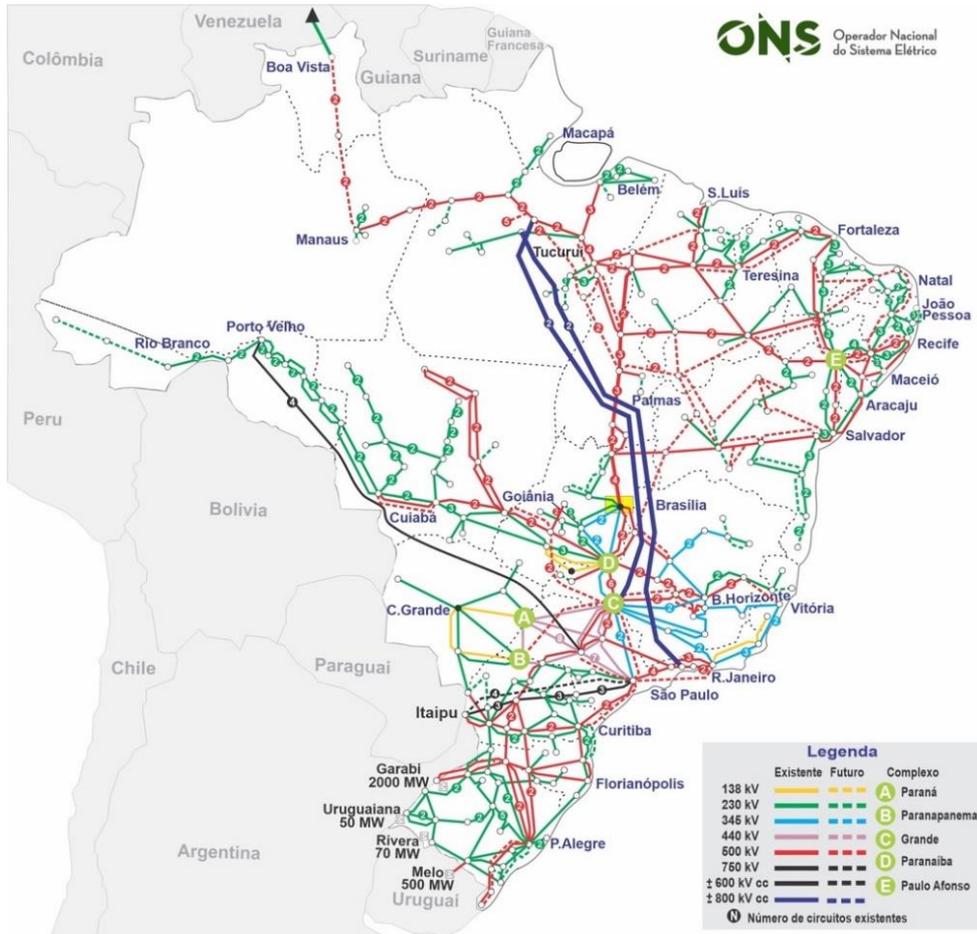
## 2.8 Linhas de transmissão e distribuição

As linhas de transmissão são responsáveis por conduzir energia proveniente de usinas geradoras aos grandes consumidores (alta tensão) por longas distâncias através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com aproximadamente 183.082 km de extensão (PMO março/2023), operando em uma faixa de tensão que varia entre 138 kV a 800 kV. Segundo projeções do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), em 2027 o SIN contará com uma extensão de 216.759 km de linha de transmissão, com uma carga estimada em 229.572 MW. A seguir, a Figura 16 apresenta o mapa das linhas de transmissão no Brasil.

A linhas de distribuição, por sua vez, são ramificações que partem da subestação no qual chegam as linhas de transmissão para serem utilizadas especialmente por cliente de baixa e média tensão, possuindo uma tensão de operação que podem variar entre 110 V a 440 V e 2,3 kV a 44 kV sucessivamente. A Figura 17 ilustra de forma didática a divisão entre as linhas.

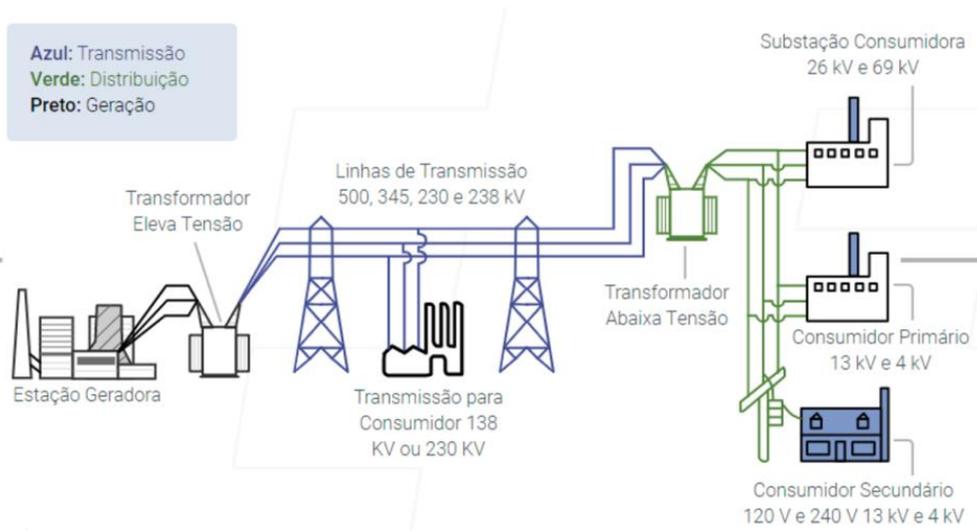
Uma usina de minigeração deve avaliar a sua conexão à rede, sendo a potência da usina e a distância do ponto de conexão os fatores determinantes no dimensionamento da linha de distribuição. Outro ponto são as exigências em particular de conexão adotadas pelas distribuidoras de energia.

**Figura 16 – Sistema de transmissão brasileiro**



Fonte – ONS [2023]

**Figura 17 – Ilustração das linhas de transmissão e distribuição**



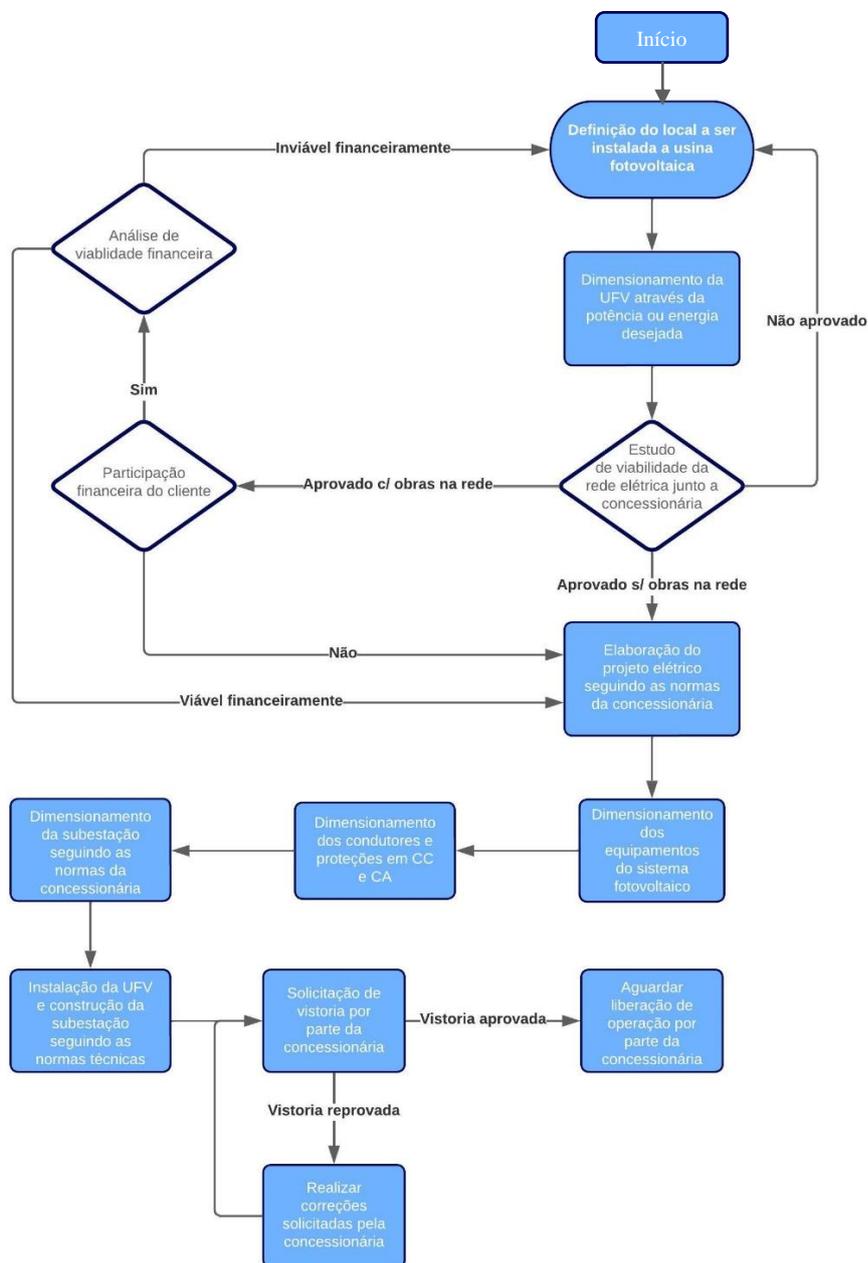
Fonte: ENERGÊS [2021]

### 3 METODOLOGIA

As etapas para a implementação de uma usina fotovoltaica de minigeração distribuída correspondem aos itens apresentados na Figura 18 e descritos no item 3.1.

Este trabalho enfatiza o dimensionamento dos elementos principais e o estudo e dimensionamento das proteções que contemplam uma usina fotovoltaica (UFV) de minigeração. Os demais itens não serão abordados, apesar de corresponderem às etapas de implementação de uma usina.

**Figura 18 – Fluxograma para implementação de uma usina de minigeração**



Fonte: Autor [2023]

### 3.1 Descrição das etapas para a implementação de uma usina de minigeração

**Definição do local:** este estágio inicial desempenha um papel fundamental e essencial, requerendo uma seleção criteriosa, uma vez que se trata de receber uma usina de grande porte que provavelmente terá uma permanência a longo prazo. É de suma importância realizar uma análise detalhada de fatores cruciais, como a incidência solar, a presença de sujidade nos painéis solares, a possibilidade de sombreamentos e a proximidade da infraestrutura da rede de média/alta tensão ao local. No estudo de caso, o local foi pré-definido.

**Estudo de viabilidade:** após definida a potência que será instalada, deve-se realizar um estudo de viabilidade para garantir que a infraestrutura de rede do local determinado seja passível da instalação da UFV. Algumas condições são possíveis, como a aprovação com obras na rede elétrica podendo ou não ser condicionado uma participação financeira ao cliente, algo que deve ser analisado com cautela para verificar a viabilidade do projeto. Esta etapa não é realizada no estudo de caso deste trabalho.

**Elaboração do projeto elétrico:** seguindo as normas de cada concessionária, à parte do projeto elétrico como um todo, deverá ser apresentado um estudo completo demonstrando o comportamento da UFV na rede elétrica. As concessionárias solicitam aos acessantes o estudo de proteção, documento que serve para comprovar a seletividade entre as proteções da concessionária e da cabine de média tensão, bem como apresentar os ajustes das proteções solicitadas pela concessionária. Em geral, no estudo de proteção as concessionárias avaliam (Canal Solar, 2021):

- a) Dados utilizados para modelar o sistema da distribuidora;
- b) Valores de curto-circuito;
- c) Ajustes da proteção do alimentador;
- d) Dados do sistema da usina solar fotovoltaica;
- e) Dados do disjuntor do cubículo de entrada – proteção geral;
- f) Especificação do transformador de acoplamento e auxiliares;
- g) Memorial de cálculo de TCs e TPs;
- h) Ponto ANSI dos transformadores da geração;
- i) Proposta de ajustes do relé;
- j) Curvas de proteção (coordenograma).

Estes elementos são abordados de forma simplificada no estudo de caso.

**Dimensionamento do sistema fotovoltaico:** O dimensionamento de uma UFV de minigeração, deve ser elaborado com cautela. Por se tratar de uma usina de grande porte, a correta seleção dos equipamentos é de suma importância para o correto funcionamento. A escolha do número e características dos módulos e inversores é abordado no estudo de caso.

**Dimensionamento dos condutores e proteções:** Para o correto dimensionamento dos condutores e disjuntores em BT, deve-se analisar a NBR 5410. Por outro lado, a norma IEC 61643-32 é responsável pelo dimensionamento de fusíveis e DPS de acordo com a aplicação de diferentes UFV. A seleção de condutores e proteções em corrente contínua e alternada é abordada no estudo de caso.

**Dimensionamento da subestação:** Cada concessionária possui normas específicas para o estudo do correto dimensionamento da subestação. Considerando a CPFL, as normas podem ser obtidas através da GED-2855, 2856, 2858, 2859 e 2861, no qual cada detalhe se encontra especificado para diferentes classes de tensões e potência conectada. Por se tratar de uma conexão com minigeração, a GED-15303 também deve ser avaliada. O dimensionamento físico da subestação não é o foco deste trabalho, portanto este item não é trabalhado no estudo de caso.

**Instalação da UFV:** Deverá ser instalada por equipes capacitadas seguindo todas as normas técnicas como a NBR-16690 (instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos), NBR 16274 (sistemas fotovoltaicos conectados à rede) e NR 10 (Segurança em instalações e serviços em eletricidade). Este item não é abordado no estudo de caso.

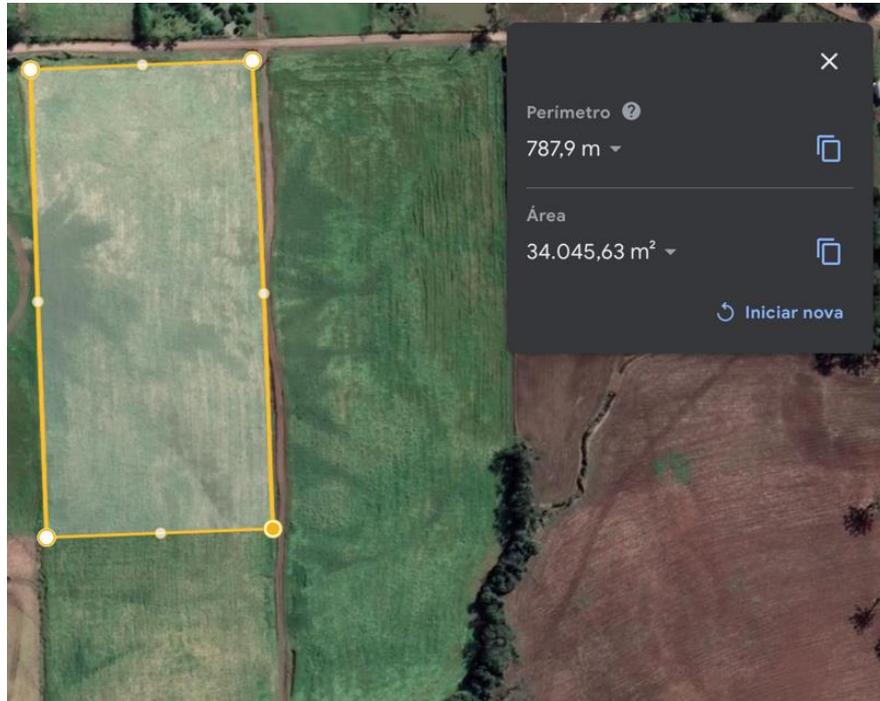
**Solicitação de vistoria:** Após a instalação ser concluída, é necessário enviar a solicitação de vistoria à concessionária. Dentro do prazo estabelecido, se deverá verificar as condições de instalação do sistema fotovoltaico e aprovar a sua conexão. Se houver algum problema técnico na instalação, é responsabilidade da concessionária informar antecipadamente aos projetistas para que as correções necessárias sejam realizadas. Este item não é abordado no estudo de caso.

#### **4 ESTUDO DE CASO**

Este item apresenta o desenvolvimento do projeto e estudo de proteção para uma usina fotovoltaica de 3 MW, abordando os principais desafios e soluções relacionados a esse cenário específico. A usina em questão representa um exemplo significativo, com dimensões e características que requerem uma análise aprofundada para identificar e mitigar os riscos

associados à sua operação. Para fins de projeção, se utilizará como base a localidade na cidade de Guaporé-RS, delimitada pela área mostrada na Figura 19.

**Figura 19 – Área determinada para a instalação da UFV**



Fonte: Google Earth [2023]

#### 4.1 Dimensionamento de módulos e inversores

Através dos cálculos apresentados nos itens 2.1 e 2.2, será feito o dimensionamento do sistema gerador fotovoltaico, originando-se pela seleção da potência e quantidade de inversores propostos para uma UFV de 3 MW.

Considerando os modelos disponíveis de mercado, juntamente com os requisitos técnicos adequados para a instalação, optou-se pelo inversor SOLIS Solis-250K-EHV-5G-PLUS. O datasheet simplificado e a foto do equipamento são apresentados na Figura 20 e Tabela 5.

O inversor em questão foi escolhido devido a sua confiabilidade em grandes projetos, já garantidas pela fabricante. Contudo, a relação custo-benefício também foi um critério de extrema importância no momento da seleção.

**Figura 20 – Inversor fotovoltaico modelo SOLIS-250K-EHV-5G-PLUS**



Fonte: GINLONG TECHNOLOGIES [2024]

**Tabela 5 – Datasheet inversor Solis-250K-EHV-5G-PLUS considerado em projeto**

Modelo	250K-PLUS
<b>Entrada CC</b>	
Potência máxima de entrada	375 kW
Tensão máx de entrada	1500 V
Tensão nominal	1080 V
Tensão de partida	500 V
Intervalo de tensão MPPT	480-1500 V
Corrente máx de entrada	12*30 A
Corrente máx de curto-circuito	12*50 A
MPPTs / Número de Entradas	12/24
<b>Saída CA</b>	
Potência nominal de saída	250 kW@30°C / 235 kW@40°C / 220 kW@50°C
Potência nominal de saída a 40°C	235 kW
Potência máx de saída aparente	250 kVA
Potência máx de saída	250 kW
Potência máx de saída a 40°C	235 kW
Tensão nominal da rede	3/PE, 800 V
Faixa de tensão da rede	600~920 V
Frequência nominal da rede	50 Hz / 60 Hz
Corrente máx de saída	180.4 A
Fator de potência	> 0,99 (0,8 inicial - 0,8 atrasado)
Harmônicas (THDi)	<3%

Fonte: GINLONG TECHNOLOGIES [2024]

Dado o modelo do inversor, calcula-se a quantidade necessária de inversores, de acordo com (3).

$$\frac{3 \text{ MW}}{250 \text{ kW}} = 12 \text{ inversores} \quad (3)$$

Após a definição da quantidade de inversores, calcula-se o total de módulos fotovoltaicos que suportam em cada equipamento. Para isto, será considerado o módulo da LONGI LR5-72HTH 585W. Considerando os dados técnicos do inversor, a potência máxima de entrada é 375 kWp, estimando-se 641 módulos por inversor, conforme (4).

$$\text{Quantidade de módulos por inversor (250 kW)} = \frac{375 \text{ kWp}}{585 \text{ W}} = 641 \quad (4)$$

Será considerado 640 módulos por inversor para que se obtenha uma divisão par nas conexões em série. Neste caso, a relação entre a máxima potência em corrente alternada e potência pico em corrente contínua (fator de dimensionamento) corresponde a  $250/(640 \cdot 0,55) = 0,71$ . Esta estratégia permite uma produção maior de energia, limitando a potência máxima de 3 MW. O número total de módulos é dado em (5).

$$\text{Quantidade total de módulos} = 12 \times 640 = 7.680 \text{ módulos fotovoltaicos} \quad (5)$$

Os dados técnicos do módulo fotovoltaico utilizado podem ser analisados na Tabela 7.

**Tabela 7 – Características elétricas módulo fotovoltaico modelo LONGI LR5-72HTH585W**

<b>Electrical Characteristics</b>	<b>STC : AM1.5 1000W/m<sup>2</sup></b>	
Module Type	<b>LR5-72HTH-585M</b>	
Testing Condition	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	585	437
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.36	49.16
Short Circuit Current (Isc/A)	14.27	11.52
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.21	40.34
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.24	10.84
Module Efficiency(%)	22.6	

**Fonte: LONGI [2024]**

Estimada a quantidade de módulos e inversores, projeta-se as ligações em série dos módulos fotovoltaicos para cada entrada do inversor, de modo a extrair a máxima eficiência do equipamento. Para isto, utiliza-se como critério as informações dadas pelo fabricante, como tensão de *MPPT* do inversor e tensão de máxima potência dos módulos (*Vmp*), com base nos dados de STC.

Deste modo, calcula-se a quantidade máxima de módulos em série para cada entrada, com base nos 640 painéis solares estipulados anteriormente, considerando as 24 entradas do inversor e para melhor balanceamento de tensão, se obtém a divisão conforme Tabela 8:

**Tabela 8 – Divisão de módulos por entrada do inversor**

Entrada 1 a 20	26 módulos
Entrada 21 a 24	30 módulos
TOTAL	640 módulos

Fonte: Autor [2024]

Para conferência da compatibilidade dos níveis de tensão das séries com o intervalo de tensão de MPPT do inversor, calcula-se as tensões através de (6)-(7).

$$\text{Para 26 módulos: } V = 26 \times 43,61 \text{ (Vmp STC)} = 1.133,8 \text{ V} \quad (6)$$

$$\text{Para 30 módulos: } V = 30 \times 43,61 \text{ (Vmp STC)} = 1.308,3 \text{ V} \quad (7)$$

Conclui-se que ambas as condições atendem perfeitamente o intervalo de tensão indicado pelo fabricante do inversor de 480 até 1500 V para o MPPT, podendo manter a estrutura de conexão indicada em série. Em condição de circuito aberto, trinta módulos em série correspondem a uma tensão de 1552,8 V ( $30 \cdot 51,76$ ) ultrapassam a tensão máxima de entrada do inversor (1500 V), porém, em apenas 3,5%, sendo considerado razoável manter esta configuração.

A corrente máxima das conexões no inversor corresponde a corrente de curto-circuito do módulo, de 14,01 A. Este é o valor considerado dado que não há conexão em paralelo nas entradas, sendo os módulos conectados em série. O inversor indica uma corrente máxima de curto-circuito de 50 A para cada MPPT, que possui duas entradas, portanto, 25 A por entrada, valor maior que 14,01 A, confirmando o atendimento das condições.

## 4.2 Condutores e Proteções em CC

Uma das principais distinções entre cabos de corrente contínua (CC) e corrente alternada (CA) está no tipo de isolamento e nos materiais condutores empregados. Os cabos de CC geralmente precisam de um isolamento mais robusto para lidar com tensões constantes e no caso dos módulos fotovoltaicos, intempéries naturais. Além disso, demandam condutores com baixa resistência para reduzir ao máximo a perda de energia.

Para este caso, será utilizado como base as normas da NBR 16612 (Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos) e NBR 5410 (Instalações elétricas de baixa tensão). Dentre as

opções de indústrias homologadas no Brasil, optou-se pela Reicon, primeira empresa nacional especializada em cabos para uso em sistemas fotovoltaicos. Para definir o cabo a ser utilizado, primeiramente será avaliada a Tabela 9, sobre o fator de correção para condutores agrupados.

**Tabela 9 – Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe.**

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: ABNT NBR 5410 [2005]

A escolha do fator de correção se baseou no fato que serão necessários 48 condutores carregados, como demonstra a Tabela 8, divididos em dois feixes iguais embutidos em eletrodutos enterrados. Desta forma, 24 condutores serão instalados em cada eletroduto, utilizando como referência o fator de correção de 0,38.

A seguir, verifica-se a capacidade de condução de corrente para cabos fotovoltaicos em eletroduto diretamente enterrado, como demonstra a Tabela 10.

**Tabela 10 - Capacidade de condução de corrente de cabo fotovoltaico em eletroduto diretamente enterrado.**

Seção mm <sup>2</sup>	Capacidade de condução de corrente A		
	20 °C	30 °C	40 °C
1,5	22	20	19
2,5	29	27	24
4	37	34	31
6	46	42	39
10	62	58	53
16	79	74	67
25	102	94	86
35	124	115	105
50	151	140	128

Fonte: ABNT NBR 16612 [2020]

Outro fator de correção a ser considerado é da temperatura do solo. Neste caso, será utilizado a temperatura ambiente do solo de 20° C conforme Tabela 40 da NBR 5410, no qual o fator correspondente é igual a 1.

Dada as informações correspondentes em cada tabela, calcula-se a real capacidade de condução de corrente do cabo fotovoltaico para a seção de 4 mm<sup>2</sup>, conforme (8).

$$I = 37 \text{ A} \times 0,38 \times 1 = 14,06 \text{ A} \quad (8)$$

Observa-se que a seção do condutor atende perfeitamente a capacidade de corrente do módulo fotovoltaico de 12,96 A, bem como em relação a sua corrente de curto-circuito de 14,01 A, conforme descrito na Tabela 7.

A fins de maior exatidão no cálculo de capacidade de corrente do cabo, calcula-se a queda de tensão devido à distância, sendo a aceitabilidade na ordem de 3%.

A resistividade do fio de cobre revestido, a temperatura ambiente de 20°C, conforme ABNT NM 280:2011 é de 5,09  $\Omega$  / km

Observa-se a seguir, na Figura 21, o *layout* de distribuição dos módulos conforme terreno definido na Figura 19. Após a determinação do local de instalação de cada inversor, com a condição de que o equipamento fosse posicionado no centro da quantidade máxima de módulos estabelecido para cada inversor, estima-se uma distância média de 50 metros entre cada arranjo em série e o inversor, conforme ilustrado na Figura 22.

**Figura 21 – Layout de distribuição dos módulos em terreno definido**



Fonte: Autor [2024]

**Figura 22 – Local definido para instalação dos inversores**



Fonte: Autor [2024]

Uma vez estabelecidas as variáveis para cálculo da queda de tensão, define-se a equação em (9).

$$Q_t = \frac{\rho * D * I * 100}{V_s} \quad (9)$$

Onde:

- $\rho$ : Resistividade do material do condutor em  $\Omega / \text{km}$ ;
- $D$ : Distância entre o arranjo fotovoltaico e o inversor;
- $I$ : Corrente de máxima potência do módulo fotovoltaico ( $I_{mp}$ );
- $V_s$ : Tensão de saída do arranjo.

Validando as informações técnicas do módulo na Tabela 7, para os arranjos de 26 módulos, calcula-se em (10):

$$Q_t = \frac{5,09 * 0,50 * 12,96 * 100}{26 * 43,61} = 2,91\% \quad (10)$$

Para os arranjos de 30 módulos, avalia-se em (11):

$$Q_t = \frac{5,09 * 0,50 * 12,96 * 100}{30 * 43,61} = 2,52\% \quad (11)$$

Conclui-se que para a distância definida em projeto, a queda de tensão permanece dentro da faixa admissível de 3%, confirmando a possibilidade de utilização de condutor fotovoltaico com seção de  $4\text{mm}^2$ .

De acordo com as especificações técnicas do inversor, nota-se a presença das principais proteções internamente, conforme ilustrado na Tabela 11.

**Tabela 11 – Proteções internas Solis 250k Plus**

Proteção	
Proteção contra inversão de polaridade CC	Sim
Proteção contra curto-circuito	Sim
Proteção de sobrecorrente de saída	Sim
Proteção contra sobretensão	CC Tipo II / CA Tipo II
Monitoramento de rede	Sim
Proteção de ilhamento	Sim
Proteção de temperatura	Sim
Monitorização de Strings	Sim
Digitalização de curva I/V	Sim
Função SVG noturno	Sim
Recuperação PID integrado	Sim
Interruptor CC integrado	Sim

**Fonte: GINLONG TECHNOLOGIES [2024]**

Segundo a NBR 16690, as proteções externas para sobrecorrente devem ser adicionadas quando houver a existência de séries em paralelo conectadas ao inversor, juntamente com a condição descrita em (12).

$$((S_A - 1) \times I_{SC\ MOD}) > I_{MOD\ MAX.\ OCPR} \quad (12)$$

Onde,

- $S_A$ : Número total de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo no arranjo fotovoltaico;
- $I_{SC\ MOD}$ : Corrente de curto-circuito do módulo em condições de STC;
- $I_{MOD\ MAX.\ OCPR}$ : Valor máximo de proteção contra sobrecorrente do módulo fotovoltaico determinado pela IEC 61730-2.

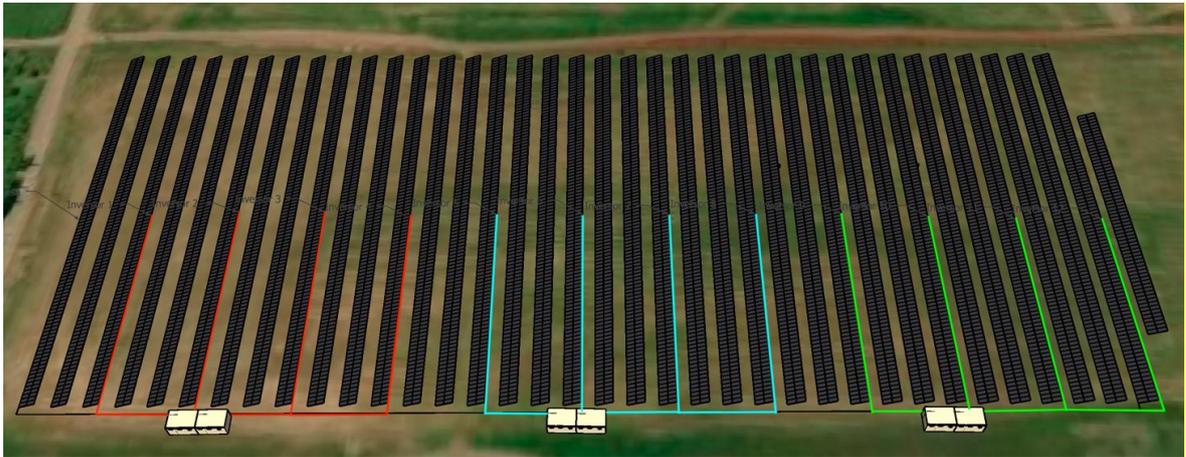
Conforme o esquema de ligação dado na Tabela 8, por não haver conexões em paralelo, a proteção externa de sobrecorrente pode ser desconsiderada. É ressaltada também a existência de DPS CC Tipo II (proteção contra sobretensão) interna no inversor, bem como proteções contra curto-circuito e inversão de polaridade. Neste caso, a instalação de proteções no lado de corrente contínua, através de uma *stringbox*, seriam complementares (redundantes).

### 4.3 Condutores e Proteções em CA – Baixa Tensão (BT)

Após a definição do local de instalação dos inversores, torna-se necessário realizar o dimensionamento completo dos condutores e das proteções em baixa tensão (BT). Para isso, são analisados os dados de saída em corrente alternada (CA) do inversor fotovoltaico, com o objetivo de analisar a corrente máxima e calcular a queda de tensão nos condutores até as subestações envolvidas no projeto.

Segundo os dados da Tabela 5, o inversor opera com uma tensão de saída de 800 V e uma corrente máxima de saída de 180,4 A. Para o cálculo exato da queda de tensão nos condutores, as distâncias de cada inversor até as subestações do projeto podem ser observadas na Figura 23.

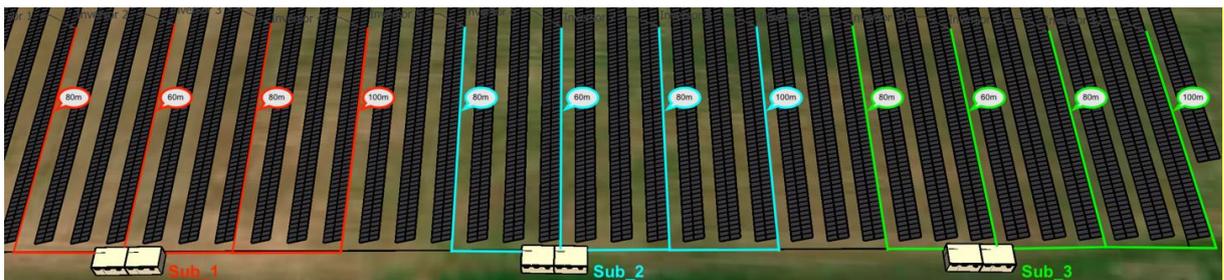
**Figura 23 – Trajeto dos condutores de cada inversor até a sua respectiva subestação**



Fonte: Autor [2024]

Para fins de otimização da distância e secção dos condutores a serem utilizados, optou-se pela utilização de três subestações, com potencial de 1 MVA cada. A Figura 24 demonstra a extensão dos condutores de cobre para cada inversor até a sua subestação de conexão.

**Figura 24 – Distância dos condutores do inversor a subestação**



Fonte: Autor [2024]

Dada as distâncias, calcula-se a secção mínima do condutor para uma queda de tensão admissível de 3%, considerando cabearmentos em cobre com resistividade de  $1/56 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ , a fórmula é dada em (13).

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * I * \rho * L}{\Delta V} \text{ mm}^2 \quad (13)$$

Onde,

- $\rho$ : Resistividade do cobre [ $\Omega \cdot \text{m}$ ];
- $I$ : Corrente máxima de saída [A];
- $L$ : Distância do condutor [m];
- $\Delta V$ : Queda de tensão admissível [V].

Validando as informações necessárias de acordo com a Tabela 8, para a distância de 100 metros (distância máxima) calcula-se a secção mínima em (14).

$$S_{min} = \frac{\sqrt{3} * 180,4 * 1/56 * 100}{0,03 * 800V} = 23,17 \text{ mm}^2 \quad (14)$$

Nota-se que a secção mínima necessária para o condutor considerando os dados fornecidos, está abaixo da necessária pelo critério térmico (corrente) da NBR 5410. Isto se deve ao fato de o inversor operar com uma tensão superior a convencional, reduzindo a secção mínima do condutor. Desta forma, define-se a nova secção do condutor levando em consideração o método de referência D da Tabela 12: *Cabo multipolar em eletroduto enterrado no solo com 3 condutores carregados* da NBR 5410. O método D corresponde a eletrodutos ou canaletas enterradas.

Para uma corrente de condução superior a 180,4 A, deduz-se que a secção necessária é de  $95 \text{ mm}^2$ . Para este caso, não foi considerado o fator de agrupamento, considerando a instalação em condutos separados ou com distanciamento suficiente entre os condutores para desconsiderar este fator.

**Tabela 12 – Capacidade de condução de corrente**

**Condutores: cobre e alumínio**  
**Isolação: EPR ou XLPE**  
**Temperatura no condutor: 90°C**  
**Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)**

Seções nominais mm <sup>2</sup>	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
<b>Cobre</b>												
0,5	10	9	10	9	12	10	11	10	12	11	14	12
0,75	12	11	12	11	15	13	15	13	16	14	18	15
1	15	13	14	13	18	16	17	15	19	17	21	17
1,5	19	17	18,5	16,5	23	20	22	19,5	24	22	26	22
2,5	26	23	25	22	31	28	30	26	33	30	34	29
4	35	31	33	30	42	37	40	35	45	40	44	37
6	45	40	42	38	54	48	51	44	58	52	56	46
10	61	54	57	51	75	66	69	60	80	71	73	61
16	81	73	76	68	100	88	91	80	107	96	95	79
25	106	95	99	89	133	117	119	105	138	119	121	101
35	131	117	121	109	164	144	146	128	171	147	146	122
50	158	141	145	130	198	175	175	154	209	179	173	144
70	200	179	183	164	253	222	221	194	269	229	213	178
95	241	216	220	197	306	269	265	233	328	278	252	211
120	278	249	253	227	354	312	305	268	382	322	287	240
150	318	285	290	259	407	358	349	307	441	371	324	271
185	362	324	329	295	464	408	395	348	506	424	363	304
240	424	380	386	346	546	481	462	407	599	500	419	351
300	486	435	442	396	628	553	529	465	693	576	474	396
400	579	519	527	472	751	661	628	552	835	692	555	464
500	664	595	604	541	864	760	718	631	966	797	627	525
630	765	685	696	623	998	879	825	725	1 122	923	711	596
800	885	792	805	721	1 158	1 020	952	837	1 311	1 074	811	679
1 000	1014	908	923	826	1332	1 173	1 088	957	1 515	1 237	916	767

**Fonte: NBR 5410 [2004]**

Utilizando como critério que a corrente do disjuntor deve ser superior a corrente de projeto, porém, menor que a corrente máxima do condutor, é estabelecida a relação dada em (15) para definir o disjuntor para cada inversor.

$$I_{projeto} < I_{disjuntor} < I_{condutor} \quad (15)$$

$$180,4 A < I_{disjuntor} < 211 A$$

Assim sendo, opta-se pelo disjuntor de 200 A com curva B como característica de disparo, estando de acordo com o critério proposto.

Em conformidade com a Tabela 11, nota-se a presença de Dispositivo Contra Surtos (DPS) integrados também no lado de corrente alternada. Neste caso, não há a obrigatoriedade de sua aplicação em quadros externos, sendo a sua aplicação complementar.

Optou-se pela utilização de três transformadores com capacidade de 1 MVA cada e tensão de operação de 23,1 kV/0,8 kV. Tal escolha se deve ao fato de garantir uma redundância

e confiabilidade, podendo a planta fotovoltaica continuar sua operação mesmo sem parte dos transformadores. As especificações técnicas detalhadas podem ser observadas na Tabela 13, que por sua vez, por se tratar de modelos não convencionais, utilizou-se as características típicas de um modelo a seco via *software* ETAP.

**Tabela 13 – Características técnicas transformador a seco**

Info		1 MVA ANSI Dry Other 80 C		23,1 0,8 kV			
Rating							
Impedance						Z Base	
Tap						MVA	
Grounding		%Z	X/R	R/X	%X	%R	
Sizing		Positive	7,25	5,79	0,173	7,144	1,234
Protection		Zero	7,25	5,79	0,173	7,144	1,234
Harmonic		Typical Z & X/R		Typical X/R		Other 80	
Reliability						Z Tolerance	
Magnetization						+ 0 %	
Remarks							
Comment							

Fonte: Autor [2024]

#### 4.4 Proteções em Média Tensão

Distintamente das proteções aplicadas em baixa tensão (BT), os mecanismos de proteção em média tensão (MT) requerem um estudo mais aprofundado. Isso se deve à cautela essencial ao projetar sistemas que serão conectados à rede de MT, uma vez que, devido aos elevados valores das grandezas elétricas, qualquer irregularidade pode resultar em danos significativos.

Para o dimensionamento das proteções em média tensão da UFV projetada, estabeleceu-se, em primeiro lugar, um nível de curto-circuito. Neste contexto, não possuindo as características do local em específico, foi utilizada a corrente de curto-circuito fornecida como exemplo na GED 2858 da CPFL, conforme Tabela 14.

**Tabela 14 – Níveis de curto-circuito informado pela CPFL**

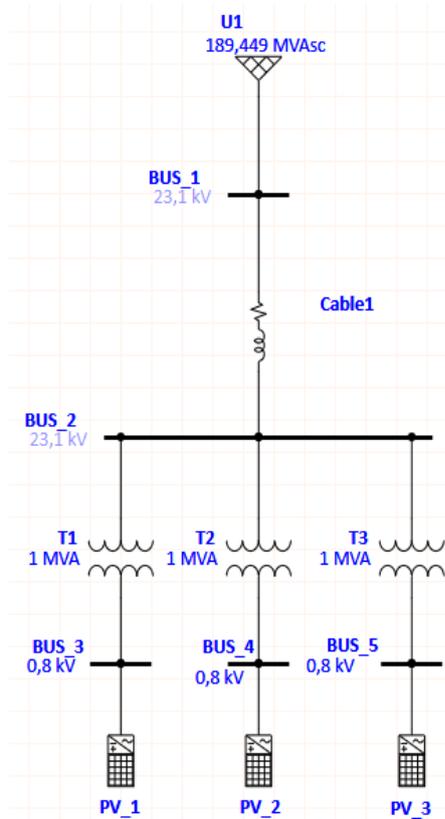
Curto circuito	Simétrica (A)	Assimétrica (A)
Trifásico	4735	7617
Bifásico	4101	6596
Fase - Terra ( $Z_n = 0\Omega$ )	3551	5385
Fase - Terra ( $Z_n = 40\Omega$ )	170	173

Fonte: CPFL GED 2858 [2016]

Para modelagem no *software* ETAP do equivalente da rede, são utilizadas as características de curto-circuito simétrico trifásico, fase-terra e a tensão nominal.

A seguir, na Figura 25, observa-se a modelagem da UFV pelo *software* ETAP. A potência total dos inversores bem como a quantidade de módulos está definida por *PV\_1*, *PV\_2* e *PV\_3*, tal agrupamento foi essencial para uma melhor interpretação das simulações. As definições de parâmetros podem ser vistas na Figura 26.

**Figura 25 – Modelagem da UFV no Etap**



Fonte: Autor [2024]

Após modelada a estrutura base da UFV, aplica-se as proteções necessárias para garantir a integral proteção do sistema. Para a análise de coordenação com a proteção da concessionária, foi adotada a proteção exemplificada de referência no documento GED 2858 da CPFL, conforme apresentado na Figura 27. A modelagem contendo as proteções necessárias pode ser observada na Figura 28.

Figura 26 – Parâmetros de PV\_1, PV\_2 e PV\_3

Fonte: Autor [2024]

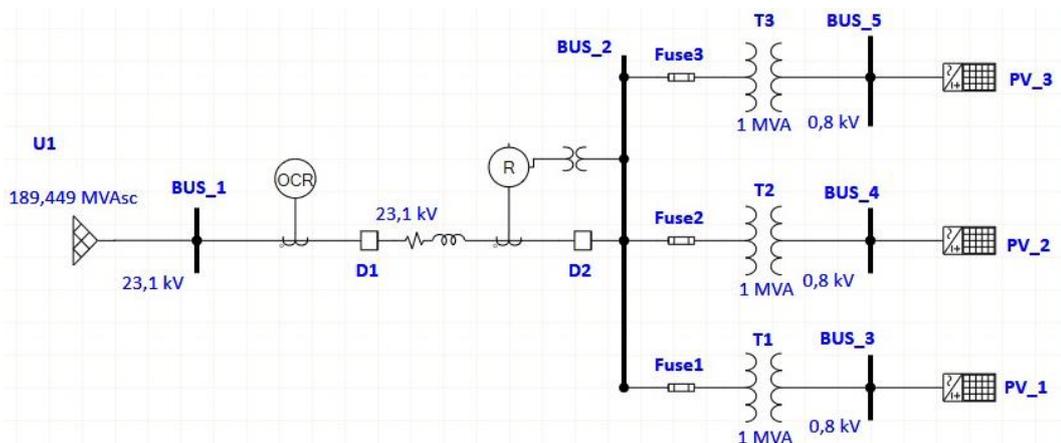
Figura 27 – TC e exemplos de ajustes de proteção da concessionária

RTC: 600 / 5

Relés	Fase	Neutro	51GS
Fabricante	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Tipo	XXXXX	XXXXX	XXXXX
Tap	5,0	0,5	0,1
Corrente primária (A)	600	60	10
Curva	0,2 MI	0,2 NI	5 seg TD
Tap Instantâneo	32	21	-
Corrente primária (A)	3840	2520	-

Fonte: CPFL GED 2858 [2016]

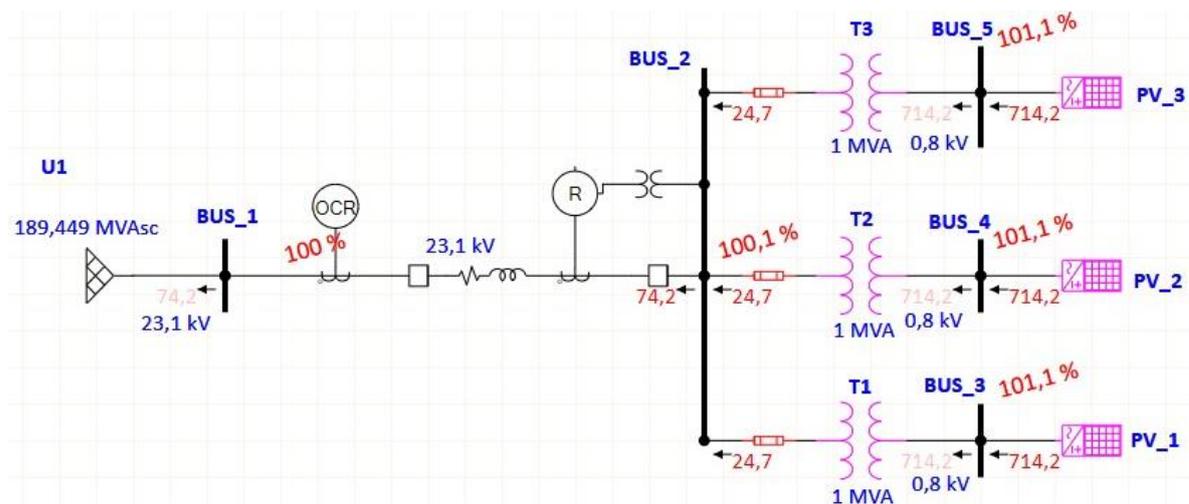
Figura 28 – Modelagem da UFV com as proteções definidas



Fonte: Autor [2024]

Observa-se a inclusão dos transformadores de corrente (TCs), transformadores de potencial (TPs), disjuntores e relés como proteções essenciais. A adição de fusíveis é uma escolha de projeto, cuja função é proteger individualmente os transformadores em casos de falhas que possam comprometer o barramento dois (BUS\_2). A Figura 29, a seguir, apresenta a avaliação do fluxo de potência da modelagem, possibilitando a verificação das correntes e tensões nos barramentos do sistema. As características técnicas de todos os elementos presentes na simulação, incluindo os detalhes da linha, foram aplicadas na modelagem do sistema. Para definir o cabo de conexão para a rede primária, tomou-se como referência a classe de tensão primária de 25 kV estabelecida na GED 2856, a qual orienta que, para demandas de até 2.500 kVA, seja utilizado um condutor de 70 mm<sup>2</sup> [1/0 AWG CA]. A distância entre a subestação e a rede de MT da concessionária é de 240 metros.

**Figura 29 – Fluxo de potência da UFV**



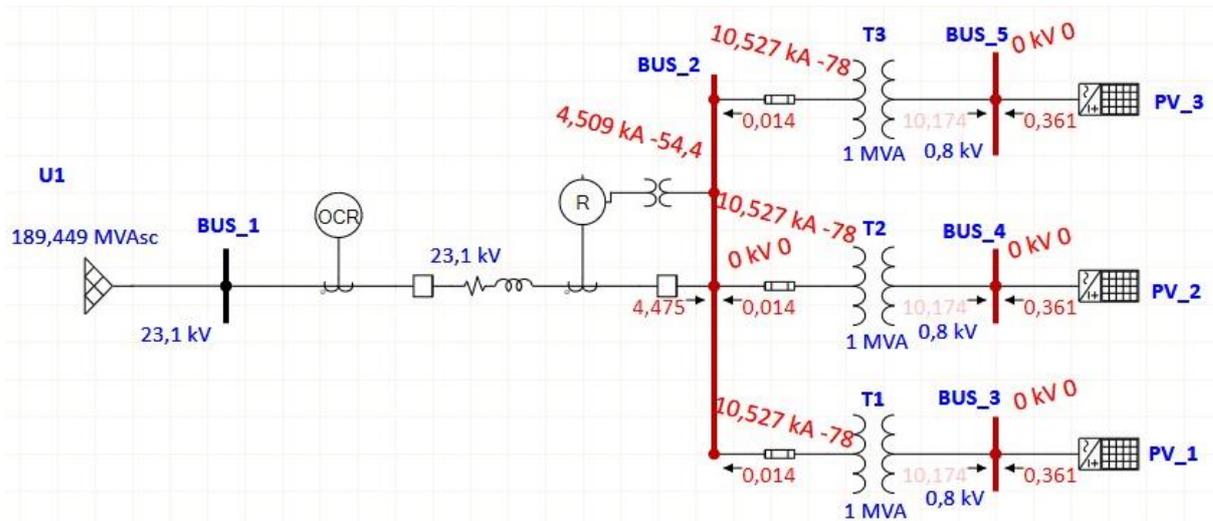
Fonte: Autor [2024]

Após a execução da simulação, verifica-se que por critério de corrente (74,2 A), a adoção do cabo 1/0 AWG está adequada, dado que pela GED 3667, a adoção de condutores iguais ou superiores a 02 AWG são adequados para atender às exigências propostas. Os cabos que interconectam a proteção de média tensão nos transformadores foram omitidos, dada baixa distância entre estes elementos.

Para a parametrização do disjuntor principal e dos relés de proteção, foi utilizado o estudo de curto-circuito disponibilizado no software. Esse recurso permite uma análise das características do sistema ao aplicar uma falta nas barras pertinentes ao projeto. A Figura 30 apresenta os resultados do curto-circuito aplicado nos barramentos. Na sequência, a Figura 31

detalha o nível de corrente para cada tipo de curto-circuito, especificando os cenários trifásico, fase-terra e fase-fase, ressaltando que a análise deve ocorrer no barramento 2 (*BUS\_2*), local onde estão localizadas as proteções.

**Figura 30 – Nível de curto-circuito da modelagem projetada**



Fonte: Autor [2024]

**Figura 31 – Níveis de curto-circuito para diferentes cenários**

Bus ID	Bus kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
		I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>	I <sup>'k</sup>	ip	I <sub>b</sub>	I <sub>k</sub>
BUS_2	23.100	4.509	7.217	4.509	3.365	5.386	3.365	3.365	3.942	6.311	3.942	3.942	4.373	7.000	4.373	4.373
BUS_3	0.800	10.527	22.647	10.527	10.945	23.546	10.945	10.945	9.421	20.268	9.421	9.421	11.190	24.072	11.190	11.190
BUS_4	0.800	10.527	22.647	10.527	10.945	23.546	10.945	10.945	9.421	20.268	9.421	9.421	11.190	24.072	11.190	11.190
BUS_5	0.800	10.527	22.647	10.527	10.945	23.546	10.945	10.945	9.421	20.268	9.421	9.421	11.190	24.072	11.190	11.190

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

Fonte: Autor [2024]

Após verificação das simulações, define-se as características do disjuntor como demonstrado em (16).

$$I > 74,2 A; V = 25 kV; Ird > 4509 A \quad (16)$$

Onde  $I$  representa a corrente nominal do disjuntor,  $V$  corresponde à classe de tensão, e  $Ird$  indica a corrente máxima de interrupção em caso de curto-circuito trifásico. O valor de  $Ird$  considerado é a maior corrente entre os casos analisados para o barramento 2.

Conforme indicação da CPFL, orienta-se através da GED 2858 a utilização 10 kA como corrente de curto-circuito simétrica ( $IcsMax$ ) para cálculos de saturação dos TCs, assim certifica-se que o sistema de proteção do consumidor estará preservado caso ocorra qualquer

alteração no sistema elétrico de distribuição. Dessa forma, determina-se as propriedades do TC presente na modelagem, conforme (17).

$$I_p = 100 \text{ A}; I_s = 5 \text{ A}; RTC = 20; Ft = 1; \frac{C_n}{C_t} = 5; \quad (17)$$

$$I_{csMax} = 10 \text{ kA}; Fs = 20; F1 = 100; \frac{I_{csMax}}{F1} = 100$$

Onde:

- $I_p$ : Corrente de primário do TC (A);
- $I_s$ : Corrente de secundário do TC (A);
- $RTC$ : Relação de transformação do TC, dado por  $\frac{I_p}{I_s}$ ;
- $Ft$ : Fator térmico do TC;
- $\frac{C_n}{C_t}$ : Relação de carga nominal por carga conectada do TC;
- $Fs$ : Fator de sobrecorrente;
- $F1$ : Fator de saturação;
- $I_{csMax}$ : Corrente de curto-circuito simétrica (A).

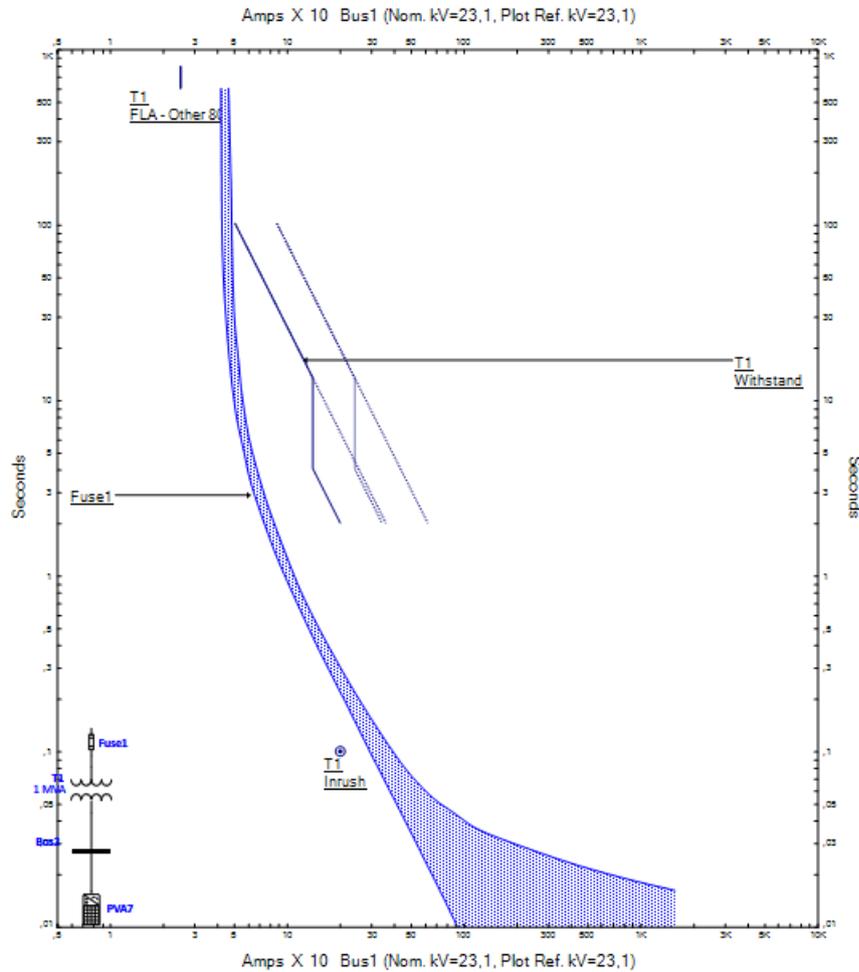
Com base nas condições descritas, foi especificado um transformador de corrente (TC) com relação 100-5, fator térmico ( $Ft$ ) igual a 1, e uma carga nominal da ordem de cinco vezes a carga conectada no secundário do TC (relés mais cabos). O fator de sobrecorrente ( $Fs$ ) padrão adotado é 20, que, após correção, passa a ser 100, sendo então referido como fator de saturação ( $F1$ ).

Para a validação do dimensionamento do TC, alguns critérios devem ser analisados. Nesse contexto, verifica-se se  $I_p \geq \frac{I_{csMax}}{F1}$ , o que resulta em  $100 \text{ A} \geq 100 \text{ A}$ , indicando que não haverá saturação do TC. Outro ponto importante de análise é verificar se  $I_p \times Ft \geq I_{max}$ , o que resulta em  $100 \times 1 \geq 74,2 \text{ A}$ , assegurando que o TC não será submetido a esforços térmicos excessivos.

Para a escolha dos fusíveis, foram consideradas algumas características identificadas na simulação de curto-circuito. A análise baseou-se nos dados obtidos nas Figuras 29 e 30, considerando que  $I_{nomFusível} > I_{max}$  e  $I_{rd} > I_{cs}$ . Neste caso, considera-se  $25 \text{ A} > 24,7 \text{ A}$  e  $12,5 \text{ kA} > 4,5 \text{ kA}$ . Com base nas características especificadas para a seleção do fusível, verificou-se que o modelo ideal seria o de 25K. No entanto, ao avaliar o coordenograma de proteção, conforme ilustrado na Figura 32, identificou-se uma proteção mais adequada com o modelo de 20K, pois sua curva de atuação ocorre acima da corrente máxima do transformador,

sem interceptar a curva de suportabilidade do mesmo, que ocorria com o modelo de 25K. Adicionalmente, o fusível não atua para a corrente de energização (*inrush*) do transformador.

**Figura 32 – Coordenograma: atuação dos fusíveis e características dos transformadores**



Fonte: Autor [2024]

Para assegurar todas as parametrizações das funções exigidas pela concessionária, será utilizada como referência a Tabela 3 que indica as funções necessárias do relé de proteção. Para realizar os ajustes foram utilizadas as indicações da Norma de Distribuição ND 53.1 da CEMIG e a referência Mamede (2021). A RGE não apresenta valores orientativos para ajustes.

- **Sub e Sobretensão (27/59) / Sub e Sobrefrequência (81 O/U):**

Para os ajustes das proteções 27/59 e 81 O/U foram consideradas as recomendações da Norma de Distribuição ND 53.1 da CEMIG, dadas na Tabela 15.

**Tabela 15 – Condições para as proteções indicadas**

<b>Proteção</b>	<b>Unidade</b>	<b>Condição</b>	<b>Tempo de atuação [s]</b>
Subtensão	Tensão [V]	$\leq 0,8$ pu	5
		$\leq 0,7$ pu	1,5
Sobretensão		$\geq 1,10$ pu	5
		$\geq 1,20$ pu	0,5
Subfrequência	Frequência [Hz]	$\leq 58,5$ Hz pu	0,2
Sobrefrequência		$\leq 59$ Hz pu	2
		$\geq 60,5$ Hz pu	2
		$\geq 61$ Hz pu	0,2

Fonte: Autor [2024]

As lógicas de atuação das funções de subtensão (27) devem, preferencialmente, ser configuradas como trifásicas para ajustes de 80% da tensão nominal ( $V_n$ ) e por fase para ajustes de 70% da tensão nominal ( $V_n$ ).

- **Desequilíbrio de corrente (46):**

Para o ajuste de desequilíbrio de corrente, não foi possível obter informações mais detalhadas ou exemplos de ajustes típicos fornecidos pela CEMIG ou pela CPFL. Diante disso, adotou-se como referência as características descritas em Mamede (2021), cujas especificações estão apresentadas em (18).

$$\text{Ajuste de } I: 15\% \times I_n \quad (18)$$

$$I = 15\% \times 74,2 \text{ A} = 11,13 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de tempo: } T = 300 \text{ ms}$$

- **Desbalanço de tensão (47):**

Assim como na função anterior, as concessionárias não fornecem detalhes sobre ajustes típicos. Portanto, será utilizado como referência Mamede (2021), cuja especificação pode ser consultada no item (19).

Proteção de sequência de fase de tensão:

$$\text{Tensão: } < 20\% \text{ a } 25\% \times V_n \quad (19)$$

$$V = 25\% \times 23,1 \text{ kV} = 5,77 \text{ kV}$$

$$\text{Temporização: } T = 0,15 \text{ s}$$

- **Sobrecorrente direcional (67) e Sobrecorrente 50/51, 50N/51N:**

Para os ajustes da proteção de sobrecorrente direcional, considerando a proteção instantânea de fase e de neutro, são especificadas as características para falhas nas duas direções: acessante (interno a usina) e na rede de distribuição da concessionária.

*Ajustes da função 67 para Curtos-Circuitos na Instalação do Acessante (também definida como Sobrecorrente 50/51 e 50N/51N):*

De acordo com as orientações da CEMIG, o ajuste do relé pode ser configurado para correntes inferiores à corrente nominal, considerando a ausência de carga em usinas. Assim, qualquer ocorrência de corrente no sentido da rede para a usina é caracterizada como um defeito. Por outro lado, considerando a presença de transformadores equipados com fusíveis, é essencial estabelecer uma coordenação adequada entre esses dispositivos e o relé para situações de curto-circuito em um dos transformadores, permitindo a coordenação entre as proteções. Nesse contexto, o fusível deve atuar antes do relé, e o relé, por sua vez, deve atuar antes do relé da concessionária.

Com base nas definições propostas, foram aplicados os ajustes para o relé selecionado, neste caso, o modelo Schweitzer 700G. Conforme Tabela 16, é observado o cálculo para parametrização de duas principais funções do relé, sendo elas 50 (sobrecorrente instantânea de fase), 51 (sobrecorrente temporizada de fase), 50N (sobrecorrente instantânea de neutro) e 51N (sobrecorrente temporizada de neutro). As funções descritas são fundamentais para a proteção de sistemas elétricos contra sobrecorrentes, oferecendo proteção rápida para falhas graves (curtos-circuitos) e uma proteção temporizadas contra sobrecargas. Nos sistemas com neutro não aterrado, as funções 50N e 51N são especialmente importantes para proteger contra falhas de neutro, aumentando a segurança e confiabilidade do sistema e prevenindo danos a equipamentos e riscos à operação.

**Tabela 16 – Cálculo de parâmetros para funções 51/50 e 51/50N**

			51		50			
51/50	$I_{max}$ [A]	$K_f$ [%]	$I_{tf}$ [A]	$I_{atf}$ [A]	$I_{lf}$ [A]	$I_{aif}$ [A]	$I_{cs}$ CPFL	$I_{cs}$ CPFLx0,8
	74,2	1,2	89,04	4,452	3000	150	3840	3072
					1920			
			51N		50N			
51/50N	$I_{max}$ [A]	$K_n$ [%]	$I_{tn}$ [A]	$I_{atn}$ [A]	$I_{ln}$ [A]	$I_{ain}$ [A]	$I_{ft}$ CPFL	$I_{ft}$ CPFLx0,8
	74,2	0,2	14,84	0,742	2000	34,54	2520	2016
					690,8			

Fonte: Autor [2024]

Onde:

- $I_{max}$ : Corrente máxima nominal (A);
- $K_f$ : Fator de sobrecarga admissível (%);
- $I_{tf}$ : Corrente de ajuste temporizada de fase (A);
- $I_{atf}$ : Corrente de atuação temporizada de fase (A);
- $I_{if}$ : Corrente de ajuste instantânea de fase no relé (A);
- $I_{aif}$ : Corrente de atuação instantânea de fase (A);
- $I_{cs CPFL}$ : Corrente de ajuste de fase no alimentador da CPFL (A);
- $K_n$ : Fator de desequilíbrio (%);
- $I_{tn}$ : Corrente de ajuste temporizada de neutro (A);
- $I_{atn}$ : Corrente de atuação temporizada de neutro (A);
- $I_{in}$ : Corrente de ajuste instantânea de neutro no relé (A);
- $I_{ain}$ : Corrente de atuação instantânea de neutro (A);
- $I_{ft CPFL}$ : Corrente de ajuste de neutro no alimentador da CPFL (A).

A partir da Tabela 15, são estabelecidas algumas premissas para os ajustes necessários, exemplificada pela sobrecorrente instantânea de fase em (20).

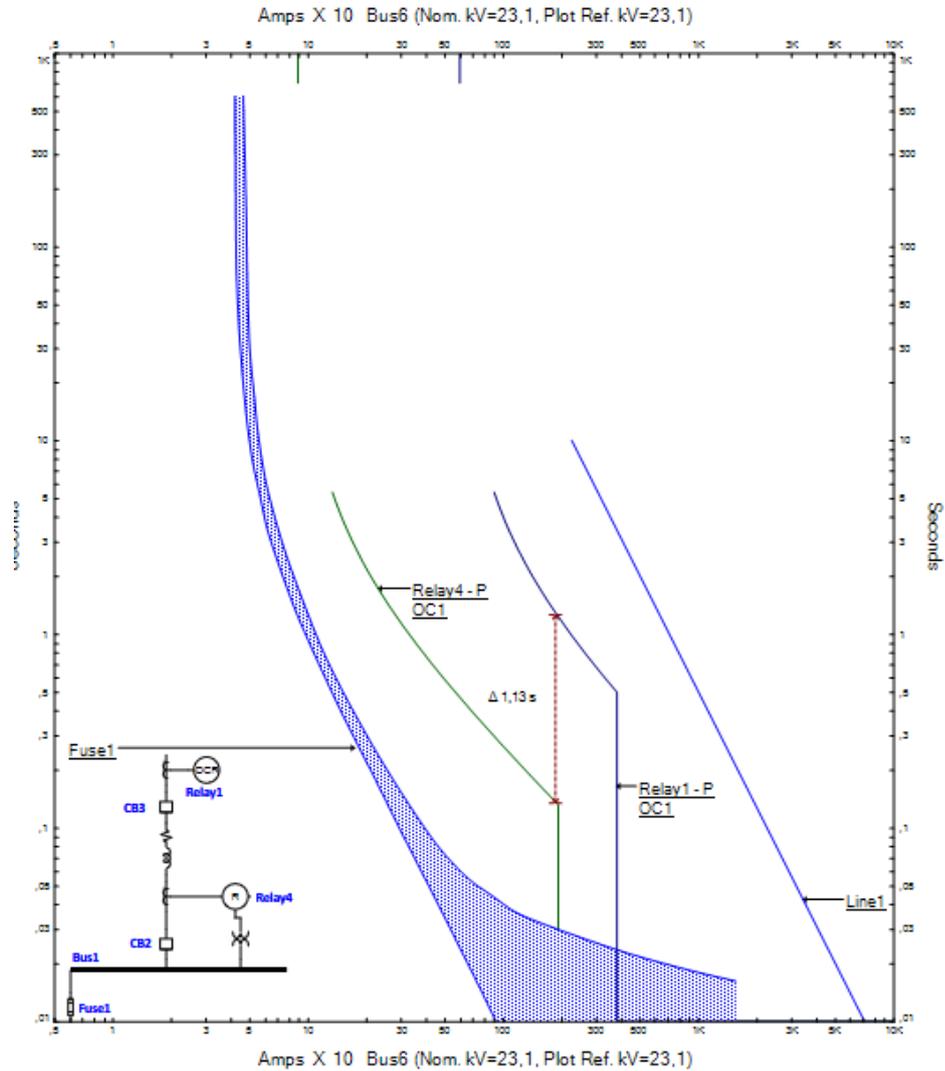
$$I_{if} (1920) < \text{Ajuste da CPFL (3840 A)} \quad (20)$$

$$I_{if} (1920) < \text{Nível de curto na barra (4509 A)}$$

Ambas as condições atendem às premissas indicadas. Contudo, devido às limitações do relé selecionado, tanto a corrente instantânea de fase ( $I_{if}$ ) quanto a corrente instantânea de neutro ( $I_{in}$ ) deverão ser limitadas a 1920 A e 690,8 A, respectivamente.

Para a comprovação dos critérios definidos anteriormente, pode-se observar na Figura 33 a coordenação entre as proteções especificadas no projeto. Verifica-se a coordenação entre o tempo de atuação de cada dispositivo, bem como a proteção da linha, representada pela curva de suportabilidade térmica do cabo.

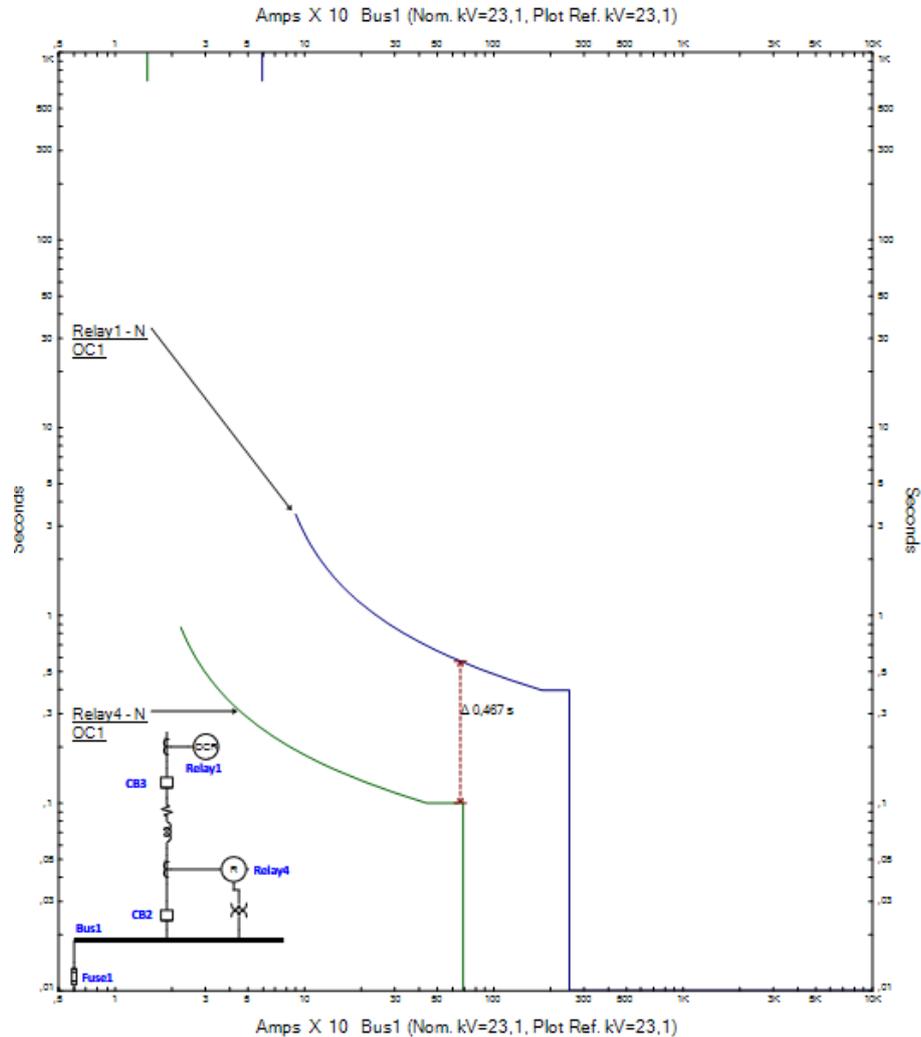
**Figura 33 – Coordenograma dos elementos de proteção da UFV**



Fonte: Autor [2024]

Após a definição dos níveis de proteção para as funções 50/51, avalia-se a coordenação das funções 50N/51N, garantindo que as proteções atuem de forma eficiente e com tempos de resposta adequados. A Figura 34 ilustra essa coordenação, evidenciando os ajustes necessários para o bom funcionamento do sistema.

**Figura 34 – Coordenograma função 50N/51N**



Fonte: Autor [2024]

*Ajustes da função 67 para Curtos-Circuitos na Rede da Concessionária (também definida como apenas Sobrecorrente Direcional):*

No que se refere a corrente ao sentido da concessionária, não se faz necessária a verificação da coordenação, uma vez que as proteções não estão submetidas às mesmas correntes. Por exemplo, a corrente no lado da geração fotovoltaica é de baixo valor, o que resulta na atuação da proteção da concessionária, simultaneamente à ativação da proteção de anti-ilhamento na geração distribuída (GD).

Conforme os ajustes típicos da CEMIG, para assegurar seu pleno funcionamento, é recomendável que o relé siga alguns critérios, como apresentado em (21) e (22).

A corrente de partida do relé ( $I_p$ ) para proteção de sobrecorrente de fase:

$$I_p = 1,05 \times I_n \quad (21)$$

$$I_p = 1,05 \times 74,2 \text{ A} = 77,91 \text{ A}$$

Os ajustes de dial de tempo e de corrente de partida do relé devem ser os mínimos possíveis, conforme recomendação da distribuidora.

A corrente de partida de neutro ( $I_{pn}$ ):

$$I_{pn} \leq \frac{1}{3} * I_p \leq 40 \text{ A} \quad (22)$$

$$I_{pn} = \frac{77,91 \text{ A}}{3} = 25,97 \text{ A} \leq 40 \text{ A}$$

Para a função de sobrecorrente direcional de neutro, deverá ser empregado o Tempo Definido (TD), com temporização variando entre 5 e 9 segundos.

Adicionalmente, recomenda-se que as unidades de sobrecorrente instantâneas de fase e neutro sejam desativadas, evitando atuações indevidas em função de descoordenação da proteção do acessante com outras proteções existentes na rede da CEMIG, principalmente para o caso de curtos-circuitos em derivações da rede de média tensão.

- **50V/51V, Sincronismo (25) e Anti-ilhamento:**

A proteção 50V/51V são aplicáveis a geração através de máquinas rotativas, não sendo o caso das usinas fotovoltaicas. As proteções 25 e de anti-ilhamento estão inclusas no próprio inversor, consideradas como características ou proteções intrínsecas ao próprio equipamento.

- **Sobretensão de neutro (59N):**

Para o ajuste de sobretensão de neutro, será considerado os critérios definidos pelo Mamede (2021), apresentado em (23).

$$Ajuste (59N) = 30\% \times V_n \quad (23)$$

$$V = 30\% \times 23,1 \text{ kV} = 6,93 \text{ kV}$$

$$T = 1 \text{ s}$$

- **Direcional de potência ativa (32):**

O direcional de potência ativa é aplicado com ajuste nas duas direções, ou seja, potência consumida pela rede e injetada na rede, conforme descrição a seguir.

*Potência máxima consumida:*

A potência máxima consumida ( $P_{max_c}$ ) deve ser restringida a 105% da carga demandada, conforme informado pelo acessante. Caso a potência consumida seja significativamente baixa, o valor a ser ajustado deve corresponder a 10% da potência injetada,

a fim de garantir maior precisão, sendo este o caso de uma usina fotovoltaica, portanto, ajustado conforme (24).

$$P_{max_c} = 10\% \times 3 \text{ MW} = 300 \text{ kW} \quad (24)$$

*Potência máxima injetada:*

A potência máxima injetada ( $P_{max_i}$ ) deve ser limitada a 105% da potência ativa total instalada de geração, como apresentado em (25). Nesse contexto, a direcionalidade a ser ajustada refere-se ao fluxo de potência da instalação do acessante para a rede da concessionária.

$$P_{max_i} = P_{total} \times 1,05 = 3 \text{ MW} \times 1,05 = 3,15 \text{ MW} \quad (25)$$

$$\text{Temporização: } T = 15 \text{ s}$$

- **Proteções 78 e 81 df/dt:**

Para sistemas fotovoltaicos, ambas as proteções não se aplicam. A principal razão se deve ao fato de que o comportamento dinâmico e a natureza das falhas em sistemas fotovoltaicos diferem das características que essas proteções são projetadas para detectar, como grandes variações rápidas de frequência.

## 5 CONCLUSÃO

Neste trabalho foi apresentado uma revisão bibliográfica envolvendo tópicos para abordagem de um estudo de caso. Esses conceitos definem os principais elementos que englobam uma usina fotovoltaica e suas proteções elétricas. Ao longo deste trabalho, também se tornou evidente a necessidade de considerar a legislação e normas técnicas aplicáveis ao setor de energia solar, garantindo a conformidade e segurança na implementação da proteção da usina, a fim de realizar o correto dimensionamento dos elementos em questão.

Este trabalho utilizou os fundamentos teóricos das referências bibliográficas e as diretrizes estabelecidas pelas normas técnicas da ABNT e pelas especificações das concessionárias para realizar o dimensionamento de uma usina fotovoltaica com capacidade de 3,0 MW, além de desenvolver uma análise simplificada de suas proteções elétricas. Para o dimensionamento, foram adotados 7.680 módulos fotovoltaicos com potência unitária de 585 W, 12 inversores com capacidade de 250 kW cada, e três transformadores de 1 MVA cada. A conexão à rede foi projetada por meio de um sistema de proteção em média tensão, composto por relé de proteção, disjuntores, transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs). Os ajustes de proteção foram baseados nas normas da CPFL e CEMIG, visando

uma análise mais intuitiva e de fácil entendimento, dado que, muitas vezes, há uma carência de informações relacionadas a ajustes e parametrizações por parte das concessionárias.

O objetivo deste trabalho foi, de certa forma, poder instruir de forma básica um guia introdutório de dimensionamento para uma usina fotovoltaica de minigeração distribuída, com a possibilidade de observar as etapas desde a escolha do módulo fotovoltaico até um breve procedimento para os ajustes das proteções. Dado um escopo amplo do assunto abordado, optou-se por sintetizar as análises e conseqüentemente as informações descritas, visando privilegiar uma visão macro do projeto.

## 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACOPEL. **Transformadores de Medição de Alta e Média Tensão**, 2020. Disponível em: <https://abracopel.org/download/transformadores-de-medicao-de-alta-e-media-tensao/>. Acesso em: 8 dez. 2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 14039/2021 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 16612/2020 – Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura - Requisitos de desempenho**. Rio de Janeiro, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410/2004 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

BRASIL. Lei Nº 14.300, de 6 de Janeiro de 2022. **Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS)**. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm). Acesso em: 8 dez. 2022.

CANAL SOLAR. **O Que é DPS e Como é Usado Nos Sistemas Fotovoltaicos?**, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/o-que-e-dps-e-como-e-usado-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 7 jun. 2023.

CANAL SOLAR. **Projeto Elétrico e Procedimento de Conexão de Usina Solar em Média Tensão**, 2021. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/projeto-eletrico-e-procedimento-de-conexao-de-usina-solar-em-media-tensao/>. Acesso em: 7 jun. 2023.

CANAL SOLAR. **Silício Mono Ou Policristalino: Quem Vence o Duelo?**, 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/silicio-mono-ou-policristalino-quem-vence-o-duelo/>. Acesso em: 6 jun. 2023.

CPFL. **GED 2858: Fornecimento em tensão primária 15kV, 25kV e 34,5kV – Volume 3 – Anexos**. 2021. Disponível em: [https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-2858%20-%20Fornecimento%20em%20Tensão%20Primária%2015kV%2C%2025kV%20e%2034%2C%205kV%20-%20Volume%203%20-%20Anexos\\_0.pdf](https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-2858%20-%20Fornecimento%20em%20Tensão%20Primária%2015kV%2C%2025kV%20e%2034%2C%205kV%20-%20Volume%203%20-%20Anexos_0.pdf). Acesso em: 19 nov. 2024.

CPFL. **GED-15303: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica**. 2020. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/sites/cpfl/files/2021-12/GED-15303.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2023.

CRESESB. **Potencial Solar – SunData V3.0**, 2023. Disponível em: <https://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>. Acesso em: 8 jun. 2023.

EATON. **RELIGADORES: FUNDAMENTOS DE RELIGADORES**, [s. d.]. Disponível em: <https://www.eaton.com/br/pt-br/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/reclosers/reclosers--fundamentals-of-reclosers.html>. Acesso em: 6 jun. 2023.

ECORI ENERGIA. **Oversizing e Clipping: Você Está Dimensionando de maneira correta seu sistema fotovoltaico?**, 2019. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/o-que-ainda-nao-te-contaram-sobre-a-eficiencia-de-inversores-fotovoltaicos>. Acesso em: 15 jun. 2023.

ECORI ENERGIA. **O Que Ainda Não te Contaram Sobre a Eficiência de Inversores Fotovoltaicos**, 2020. Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/o-que-ainda-nao-te-contaram-sobre-a-eficiencia-de-inversores-fotovoltaicos>. Acesso em: 8 jun. 2023.

ENERGÊS. **Diferença Entre Linha de Distribuição e Transmissão**, 2021. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-entre-linha-de-distribuicao-e-transmissao/>. Acesso em: 10 ago. 2023.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**, [s.d.]. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>. Acesso em: 19 out. 2024.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2050**, [s.d.]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/05.03%20Energia%20Solar.pdf>. Acesso em: 19 nov. 2023.

GINLONG TECHNOLOGIES. **Solis datasheet: Solis-(215-255)K-EHV-5G\_BRA\_V1.4**, 2021. Disponível em: [https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis\\_datasheet\\_Solis-\(215-255\)K-EHV-5G\\_BRA\\_V1,4\\_2021\\_10.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-(215-255)K-EHV-5G_BRA_V1,4_2021_10.pdf). Acesso em: 19 nov. 2024.

GINLONG TECHNOLOGIES. **Solis-(50-60)K**, 2021. Disponível em: [https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis\\_datasheet\\_Solis-\(50-60\)K\\_BRA\\_V1,0\\_2021.pdf](https://www.ginlong.com/uploads/file/Solis_datasheet_Solis-(50-60)K_BRA_V1,0_2021.pdf). Acesso em: 8 dez. 2024.

GOOGLE EARTH. [s.d.]. Disponível em: <https://earth.google.com/web/search/Guaporé,+RS/@-28.82980416,-51.92548221,545.33105939a,231.13346419d,35y,-2.6366891h,0.18269336t,-0r/data=CiwiJgokCftn5iOJ8EVAEftn5iOJ8EXAGQC9EmOhxUxAIQC9EmOhxUzAQgIIAToDCgEwQgIIAEoHCMOUqzQQAA>. Acesso em: 15 ago. 2023.

INTELBRAS. **Energia Solar em Residências: Saiba Como Funciona**, 2024. Disponível em: <https://blog.intelbras.com.br/como-funciona-a-energia-solar-em-residencias/>. Acesso em: 10 dez. 2024.

LONGI. **LR5-72HTH 565-585M: datasheet**, [s.d.]. Disponível em:  
[https://static.longi.com/L\\_Gi\\_LE\\_PM\\_T\\_PMD\\_059\\_F138\\_LR\\_5\\_72\\_HTH\\_565\\_585\\_M\\_V2\\_30\\_30\\_and\\_15\\_Frame\\_Explorer\\_V19\\_fb7474efd7.pdf](https://static.longi.com/L_Gi_LE_PM_T_PMD_059_F138_LR_5_72_HTH_565_585_M_V2_30_30_and_15_Frame_Explorer_V19_fb7474efd7.pdf). Acesso em: 19 nov. 2024.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC | Livros Técnicos e Científicos Ltda., 2021. 584 p.

MUNDO EDUCAÇÃO. **Transformadores**, [s.d.]. Disponível em:  
<https://mundoeducacao.uol.com.br/fisica/transformadores.htm>. Acesso em: 8 jun. 2023.

ONS. **O ONS e o Sistema Interligado Nacional em 2023**, 2023. Disponível em:  
[https://www.ons.org.br/relatorio\\_anual/index.html](https://www.ons.org.br/relatorio_anual/index.html). Acesso em: 08 ago. 2023.

OLIVEIRA, Ane Caroline Macedo de; **UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**. Estudos de Proteção e Seletividade sob a perspectiva de Minigeração Fotovoltaica. 2019. 151 p. Tese (Mestrado).

PORTAL DA ELETRICIDADE. **Seletividade em Sistemas Elétricos**, 2017. Disponível em:  
<http://universoeletrotechnica.blogspot.com/2017/03/seletividade-em-sistemas-eletricos.html>. Acesso em: 12 ago. 2023.

PFIFFNER DO BRASIL. **TID Chave Seccionadora Dupla**, [s.d.]. Disponível em:  
<https://www.pfiffner-group.com/pt/produtos-e-solucoes/detalhes/tid-chave-seccionadora-dupla>. Acesso em: 01 jul. 2023.

RESENDE, C. **Componentes de um sistema fotovoltaico: o cabo solar**. Disponível em:  
<https://www.sharenergy.com.br/componentes-de-uma-sistema-fotovoltaico-o-cabo-solar/>. Acesso em: 6 jun. 2023.

SIEMENS. **Disjuntores à vácuo 3AH5: Equipamentos de média tensão**, 2017. Disponível em: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:b49685e3-c378-44e0-9789-5304e8a92a96/catalogo-3ah5-pt.pdf>. Acesso em: 6 jun. 2023.

TRINA SOLAR. **Vertex Modulo Monocristalino Bifacial de Vidro Duplo**, 2020.

Disponível em:

[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/550W%20Datasheet\\_Vertex\\_DEG19C.20\\_2021\\_PT.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/550W%20Datasheet_Vertex_DEG19C.20_2021_PT.pdf). Acesso em: 8 jun. 2023.

USP. **Distribuição de Energia Elétrica**, [s.d.]. Disponível em:

[https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod\\_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130060/mod_resource/content/1/Subestacoes-texto.pdf). Acesso em: 14 ago. 2023.

VINTURINI, M. **Especificações dos cabos elétricos nos sistemas fotovoltaicos**, 2020.

Disponível em: <https://canalsolar.com.br/especificacoes-dos-cabos-eletricos-nos-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 6 jun. 2023.